Office national de l'énergie

Motifs de décision

Esso Ressources Canada Limitée
Shell Canada Limitée et
Ressources Gulf Canada Limitée

GH-10-88

Août 1989

Exportations de gaz naturel

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Esso Ressources Canada Limitée
Shell Canada Limitée et
Ressources Gulf Canada Limitée

en vertu de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* pour l'obtention de licences d'exportation de gaz naturel

GH-10-88

Août 1989

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1989

No. du Cat. NE 22-1/1989-11F
ISBN 0-662-95644-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:
Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Liste des tableaux ..... (ii)

Abréviations ..... (iii)

Unités de mesure ..... (v)

Facteurs de conversion ..... (v)

Exposé et comparutions ..... (vi)

1. Introduction 1
1.1 Les demandes 1
1.2 La méthode de calcul axée sur les conditions du marché 2
1.3 Motion du Comité des ressources de l'Arctique canadien 3

2. Approvisionnement en gaz 4
2.1 Réserves établies 4
2.2 Réserves possibles et potentielles 7
2.3 Capacité de production 9
2.4 Coûts du gaz naturel 11

3. Marchés et contrats de vente 16
3.1 Marchés américains 16
3.2 Contrats 20

4. Transport 22

5. Disponibilité du gaz pour les Canadiens 25

6. Évaluation de l'incidence de l'exportation 35

7. Analyse avantages-coûts 40

8. Questions en jeu dans le Nord 54
8.1 Revendication territoriale des Dénés et des Métis 54
8.2 Avantages pour les habitants du Nord 59

9. Autres questions 68

10. Décision 71

Annexes 74

Liste des tableaux

Tableau 2-1	Comparaison des estimations des réserves établies - mars 1989	4
Tableau 2-2	Comparaison des estimations des réserves établies - Esso, mars 1989	6
Tableau 2-3	Comparaison des estimations des réserves établies - Gulf, mars 1989	7
Tableau 2-4	Comparaison des estimations des réserves établies - Shell, mars 1989	7
Tableau 2-5	Estimation moyenne des ressources de gaz naturel - mer de Beaufort et delta du Mackenzie	8
Tableau 2-6	Comparaison des estimations de la capacité de production relatives à la région Mackenzie-Beaufort	11
Tableau 2-7	Coûts de production unitaires et première année probable de production	13
Tableau 2-8	Estimations de l'approvisionnement en gaz et des coûts directs	15
Tableau 3-1	Volumes des ventes prévues selon les ententes préalables	18
Tableau 4-1	Coûts liés aux gazoducs	23
Tableau 6-1	Comparaison des coûts d'approvisionnement	36
Tableau 6-2	Production de gaz canadien	37
Tableau 6-3	Production totale de gaz en Amérique du Nord	37
Tableau 6-4	Prix du gaz canadien à la pointe du brûleur avec et sans le gaz du delta	38
Tableau 6-5	Consommation de gaz au Canada avec et sans le gaz du delta	38
Tableau 7-1	Analyse avantages-coûts, faite par Esso, Shell et Gulf, du projet d'exportation de gaz du delta du Mackenzie	40
Tableau 7-2	Analyse avantages-coûts, faite par l'ONE, du projet d'exportation de gaz du delta du Mackenzie	45
Tableau 7-3	Analyse de sensibilité des avantages nets du projet d'exportation de gaz du delta du Mackenzie	50

Tableaux en annexe

Tableau A-1	Comparaison des estimations de la capacité de production d'Esso	75
Tableau A-2	Comparaison des estimations de la capacité de production de Gulf	76
Tableau A-3	Comparaison des estimations de la capacité de production de Shell	77

Abréviations

A&S	Alberta and Southern Gas Co. Ltd
ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
AGT	Algonquin Gas Transmission
APGTC	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
audience, l'	audience GH-10-88
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada
CGC	Commission géologique du Canada
CIG	Channel Industries Gas Company
CIY	Conseil des Indiens du Yukon
COM	Coût d'opportunité de la main-d'oeuvre
Consumers	Consumers' Gas Company Limited
CRAC	Comité des ressources de l'Arctique canadien
CRND	Canadians for Responsible Northern Development
demandeurs, les	Esso, Shell et Gulf
Dénés et Métis	Secrétariat des négociations des Dénés-Métis, ou la Nation dénée et l'Association des Métis des Territoires du Nord-Ouest
DIZ Society	Beaufort Mackenzie Development Impact Zone Society
EGS	Enron Gas Supply Company
EIE	Évaluation de l'incidence de l'exportation
ENRON	Enron Corporation
Entente de principe	Entente de principe sur la revendication territoriale globale des Dénés et des Métis
Esso	Esso Ressources Canada Limitée
ETNG	East Tennessee Natural Gas Company
Foothills	Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited
GMi	Gaz Métropolitain inc.
GNL	gaz naturel liquéfié
Greater Winnipeg	Greater Winnipeg Gas Company
GRI	Gas Research Institute
Gulf	Ressources Gulf Canada Limitée
ICG	ICG Utilities (Ontario) United
IRC	Inuvialuit Régional Corporation

Loi, la	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
MGT	Midwestern Gas Transmission Company
NOVA	NOVA, An Alberta Corporation
ONE ou Office	Office national de l'énergie
Ontario	Ministre de l'énergie de l'Ontario
PG&E	Pacific Gas and Electric
PITCO	Pacific Interstate Transmission Company
Québec	Procureur général du Québec
Rapport d'octobre 1986	L'énergie au Canada : Offre et demande 1985-2005, octobre 1986
Rapport de septembre 1988	L'énergie au Canada : Offre et demande 1987-2005, septembre 1988
RTGNA	Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska
SDL	société de distribution locale
Shell	Shell Canada Limitée
SoCal	Southern California Gas Company
T.N.-O.	Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
Tenneco	Tenneco Gas
TEPGL	Texas Eastern Gas Pipeline Company
Texas Eastern	Texas Eastern Transmission Corporation
Tuktoyaktuk	Hameau de Tuktoyaktuk
Union	Union Gas Limited
WGML	Western Gas Marketing Limited
Yukon	Gouvernement du Territoire du Yukon

Unités de mesure

10^3 m^3/j	millier de pieds cubes par jour
10^6 Btu	million de thermies britanniques
10^6 m^3	million de mètres cubes
10^6 m^3/j	million de mètres cubes par jour
10^6 pi^3/j	million de pieds cubes par jour
10^9 m^3	milliard de mètres cubes
10^9 pi^3	milliard de pieds cubes
10^{12} Btu	billion de thermies britanniques
10^{12} pi^3	billion de pieds cubes
cv	cheval-vapeur
EJ	exajoule = 10^{18} joules
GJ	gigajoule = 10^9 joules
km	kilomètre
m	mètre
mi	mille
MW	mégawatt - 10^6 watts
PJ	pétajoule - 10^{15} joules

Facteurs de conversion

1 mètre cube de gaz naturel (101,325 kilopascals et 15 °C)	=	35,301 pieds cubes (14,73 lb/po^2 de pression absolue et 60 °F)
1 mètre cube de condensat (pression d'équilibre et 15 °C)	=	6,29 barils de condensat (pression d'équilibre et 60 °F)
1 gigajoule (GJ)	=	env. 0,95 million de Btu ou 0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1 000 Btu/pi^3
1 pétajoule (PJ)	=	env. 0,95 billion de Btu ou 0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel à 1 000 Btu/pi^3
1 exajoule (EJ)	=	env. 950 billions de Btu, ou 0,95 billion de pieds cubes de gaz naturel à 1 000 Btu/pi^3
1 mètre	=	3,281 pieds
1 kilomètre	=	0,621 mille
1 km^2	=	0,386 mille carré
1 MW	=	1 341 chevaux-vapeur

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application, et

RELATIVEMENT à des demandes présentées par Esso Ressources Canada Limitée, Shell Canada Limitée et Ressources Gulf Canada Limitée en vertu de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* pour l'obtention de licences d'exportation du gaz naturel du delta du Mackenzie

ENTENDUES à Ottawa, Ontario, les 10, 11, 12, 13, 24, 25 et 27 avril et à Inuvik, T. du N.-O., les 18, 19 et 20 avril 1989.

DEVANT

J.R. Jenkins	Membre présidant
J.-G. Fredette	Membre
D.B. Smith	Membre

COMPARUTIONS

D.G. Hart, c.r.	Esso Ressources Canada Limitée
D.G. Davies	Shell Canada Limitée Ressources Gulf Canada Limitée
T. Detlor	Beaufort Mackenzie Development Impact Zone Society
F. Bregha	Comité des ressources de l'Arctique canadien
G.F. Paschen	Canadians for Responsible Northern Development
C.C. Buchanan	Association pétrolière du Canada
J. Allen	Conseil des Indiens du Yukon
G.W. Bell	Secrétariat des négociations des Dénés et des Métis
P.C.P.Thompson, c.r.	Association des consommateurs industriels de gaz
J.M. Evoy	Fédération des travailleurs des Territoires du Nord-Ouest
A.A. Fradsham	Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
S.G. Trueman M.L. Pillman	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
R.J. Harrison T.G. Kane	ANR Pipeline Company
J.H. Farrell	Consumers' Gas Company Ltd.
A. Wyche	Enron Gas Supply Company
J. Lutes B. Pierce	Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited et Westcoast Energy Inc.

L.-C. Lalonde R. Lassonde J.S. Bulger	Gaz Métropolitain Inc.
J.D. Brett D.M.S. Geller	Greater Winnipeg Gas Company et ICG Utilities (Manitoba) Limited
D.K Wilson J.S. Smellie	ICG Utilities (Ontario) Limited
L. Shafer	Compagnie Pipeline Interprovincial
T. Zuorro R. Gruben	Inuvialuit Regional Corporation
P. Olson	Murphy Oil Canada Limited
J.W. Harrison	Norcen Energy Resources Limited
B. Christie	Northwest Territories Power Corporation
J. Hopwood, c.r.	NOVA, An Alberta Corporation
W.M. Smith, c.r. D.L. Huard	Pacific Interstate Transmission Company et Southern California Gas Company
L. Meyer	Pan-Alberta Gas Limited
C. Worthy	Petro-Canada Inc.
D.G. Gibson	Polar Gas Limited
N.J. Schultz C. Latimer	Tennessee Gas Pipeline Company
A.S. Taber, Jr. J.F. Weiler	Texas Eastern Transmission Corporation
S. Koskie	TransCanada Pipelines Limited
A. Mudryj, c.r.	Union Gas Limited
E.B. McDougall	Washington Natural Gas Company
J. McNamara	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
R. Milner	British Columbia Petroleum Corporation
J. Hill	Ville d'Inuvik
R. Hill	Chambre de commerce d'Inuvik
W. Firth	Hameau de Fort McPherson
A. Aviugana	Commission d'aménagement des terres-mer de Beaufort et delta du Mackenzie
S. Freitag	Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
V. Black W. Whicher	Ministre de l'Énergie de l'Ontario

G.A. Trudel J. Robitaille	Procureur général du Québec
L. Cabott R. Pokiak	Hameau de Tuktoyaktuk
T. Detlor	Ville de Yellowknife
G. Michener, c.r.	Gouvernement du Yukon
E. Blondin	Témoignage individuel
T. Butters	Témoignage individuel
J. Churcher	Témoignage individuel
R. Binne B. Archie	Conseil de gestion de la harde de caribous de la Porcupine
J. Cardinal	Bande autochtone d'Inuvik
R. Bruce	Bande indienne de Old Crow
S.K. Fraser	Procureur de l'Office

Chapitre 1
Introduction

1.1 Les demandes

Dans les demandes datées du 21 septembre 1988, Esso Ressources Canada Limitée (Esso) et Shell Canada Limitée (Shell) ont sollicité de l'Office national de l'énergie (l'Office, l'ONE) l'approbation, en vertu de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, de licences pour l'exportation du gaz du delta du Mackenzie aux États-Unis. De même, dans une demande datée du 8 février 1989, Ressources Gulf Canada Limitée (Gulf) a également sollicité, en vertu de la partie VI de la Loi, une licence pour l'exportation de gaz naturel du delta du Mackenzie vers les États-Unis.

Esso, Shell et Gulf (désignés ci-après les demandeurs) ont demandé des licences pour la période allant du 1er novembre 1996 au 31 octobre 2000, à moins que les exportations commencent le ou avant le 31 octobre 2000, auquel cas la licence serait prorogée de 20 ans à compter du 1er novembre de l'année à laquelle les exportations ont débuté.

Esso propose d'exporter 144 milliards de mètres cubes (5,1 billions de pieds cubes), Shell propose d'exporter 25 milliards de mètres cubes (0,9 billion de pieds cubes) et Gulf entend exporter 91 milliards de mètres cubes (3,2 billions de pieds cubes) de gaz naturel provenant des réserves du delta du Mackenzie.

Il s'agit des premières demandes de licences d'exportation de gaz naturel du delta du Mackenzie dont l'Office est saisi et, à ce titre, elles constituent les premières demandes d'exportation liées à d'importants projets de mise en valeur des régions pionnières.

Les demandeurs ont conclu des ententes préalables avec plusieurs acheteurs des États-Unis qui ont manifesté leur intention de conclure des contrats à long terme d'ici le 30 juin 1990 pour l'achat d'une partie du gaz. En outre, certains clients canadiens ont discuté de l'achat du gaz du delta avec les demandeurs.

Pour relier les réserves du delta du Mackenzie aux réseaux existants du sud du Canada, il faudrait aménager des installations pipelinières. Si une société pipelinière indépendante s'avère incapable de fournir un service concurrentiel et satisfaisant dans le délai voulu, l'un des demandeurs serait disposé à diriger l'aménagement d'un réseau convenable.

Les demandeurs ont insisté sur le fait que pour rentabiliser ce réseau de transport, il faudrait exploiter un gazoduc de grand diamètre, et ce, à la pleine capacité initiale. L'arrivée d'un volume important de gaz sur le marché canadien entraînerait, de l'avis des demandeurs, le déplacement ou la perturbation des approvisionnements provenant des régions de production traditionnelles de l'Ouest canadien. Selon les demandeurs, l'accès direct à un marché beaucoup plus vaste, celui des États-Unis, est essentiel à la mise en valeur du gaz du delta et à l'aménagement de gazoducs connexes.

Les demandeurs ont soutenu que l'obtention des licences d'exportation demandées constitue la première étape d'un long processus qui consiste à obtenir d'autres approbations des organismes de réglementation, à conclure les contrats de commercialisation et de transport et à produire le gaz.

Quelque 60 parties intéressées ont déposé des mémoires; il s'agit entre autres d'entreprises, d'associations, de particuliers et de gouvernements provinciaux. Nombre de ces parties ont comparu à l'audience publique tenue à Ottawa du 10 au 13 avril 1989, à Inuvik du 18 au 20 avril 1989 et, de nouveau, à Ottawa les 24, 25 et 27 avril 1989. L'Office a aussi reçu plusieurs lettres de commentaires.

1.2 La méthode de calcul axée sur les conditions du marché

Lorsqu'il s'agit d'examiner une demande de licence d'exportation de gaz, l'article 118 de la Loi exige que l'Office tienne compte de tous les facteurs qu'il juge pertinents. En particulier, l'Office doit s'assurer que la quantité de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent sur les besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard à l'orientation des découvertes.

Pour se conformer aux exigences de l'article 118 de la Loi, l'Office utilise sa méthode axée sur les conditions du marché. Dans le cadre de cette méthode, il examine les plaintes présentées, le cas échéant, en application de la méthode d'intervention en fonction des plaintes; il fait ensuite une évaluation de l'incidence de l'exportation (EIE) et il étudie tout autre facteur qu'il juge pertinent pour déterminer si les exportations proposées sont conformes à l'intérêt public, y compris les avantages nets pour le Canada, l'approvisionnement en gaz du demandeur en ce qui a trait aux réserves et à la capacité de production, les contrats de transport en amont et en aval et enfin, les marchés.

La *méthode d'intervention en fonction des plaintes* donne aux utilisateurs de gaz canadiens l'occasion de s'opposer à un projet d'exportation s'ils n'ont pu obtenir des approvisionnements additionnels en gaz à des conditions semblables à celles contenues dans les demandes de licences d'exportation présentées, notamment en ce qui a trait au prix.

Plusieurs points de vue ont été exprimés concernant cette méthode et sa pertinence dans le contexte unique des présentes demandes. Cette question est traitée plus à fond au chapitre 5.

L'*évaluation de l'incidence de l'exportation* aide l'Office à déterminer si un projet d'exportation risque d'empêcher les Canadiens de satisfaire à leurs besoins futures en énergie à des prix du marché qui soient justes.

D'après l'Office, plusieurs *questions d'intérêt public* méritent d'être étudiées dans le cadre de l'examen des présentes demandes de licences, à savoir

- les questions touchant particulièrement les habitants du Nord, soit le dossier des revendications territoriales des Dénés et des Métis et les avantages du projet pour ceux qui habitent dans le Nord;

- les réserves et la capacité de production des demandeurs, y compris les possibilités de mise en valeur du gaz de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, et les coûts de production du gaz dans le Nord;

- les coûts prévus de transport et les autres coûts liés à l'aménagement d'au moins un gazoduc pour l'acheminement du gaz;

- la nature des marchés et les contrats de vente additionnels, y compris l'approvisionnement local des habitants du Nord; et

- les avantages nets que le Canada tirerait des projets d'exportation.

1.3 Motion du Comité des ressources de l'Arctique canadien

Le Comité des ressources de l'Arctique canadien (CRAC) a déposé une motion qui a été débattue au début de l'audience et qui demandait à l'Office de ne pas prendre position sur la question de l'intérêt public. Selon le comité, l'Office ne saurait prendre une décision informée sur cette question avant d'avoir entendu les témoignages complets sur le tracé, la conception et les coûts du gazoduc. De même, le comité était d'avis que l'octroi de licences d'exportation à l'heure actuelle irait à l'encontre de la politique de l'Office en matière de calcul des excédents.

L'Office a rejeté la motion du comité car il estimait que cette demande touchait précisément la question sur laquelle l'Office avait à se prononcer à la fin de l'audience. L'Office a déclaré qu'il ne pourra déterminer si les projets d'exportation servent ou non l'intérêt public qu'après avoir entendu les témoignages et lu les mémoires des demandeurs et des intervenants et vérifié la preuve produite.

Chapitre 2
Approvisionnement en gaz

2.1 Réserves établies

Les demandeurs ont fourni leurs estimations des réserves pour les champs desquels ils prévoient tirer le gaz naturel destiné à l'exportation. L'Office a analysé l'approvisionnement de chaque demandeur et préparé ses propres estimations des réserves de gaz établies. Le tableau 2-1 compare les estimations compilées par l'Office avec celles des demandeurs.

Dans le cadre de son analyse, l'Office a étudié à fond les données géologiques et techniques existantes tant sur les gisements des demandeurs que sur la région du delta. Il s'est fié grandement aux données géophysiques fournies par les demandeurs et sur les interprétations faites ainsi que sur les analogies avec d'autres régions connues telles que la côte du golfe du Mexique. Il a fait la distinction entre les réserves de gaz associé, de gaz non associé et de gaz en solution.

Tableau 2-1

Comparaison des estimations des réserves établies mars 1989

$10^9m^3(10^9pi^3)$

	non associé[1]		associé[2]		en solution[3]		total	
Esso	139,8	(4 935)	4,7	(166)	0,0	(0)	144,5	(5 101)
Gulf	93,0	(3 283)	18,3	(646)	8,0	(282)	119,3	(4 211)
Shell	29,1	(1 027)	0,0	(0)	0,0	(0)	29,1	(1 027)
total - demandeurs	261,9	(9 245)	23,0	(812)	8,0	(282)	292,9	(10 339)
total - ONE	263,2	(9 291)	22,4	(791)	10,5	(371)	296,1	(10 453)

1 Le gaz non associé est le gaz qui n'est pas en contact avec le pétrole brut dans le gisement.
2 Le gaz associé est le gaz, appelé communément gaz le chapeau de gaz, qui est superposé à un gisement de pétrole brut et en contact avec ce dernier.
3 Le gaz en solution est le gaz dissous dans le pétrole brut du gisement aux conditions initiales de ce dernier et dont la récupération est généralement concomitante à celle du pétrole brut.

L'Office a utilisé des courbes de probabilité pour estimer les réserves établies de gaz. Une courbe type représente toute les estimations possibles étant donné la gamme d'intrants variables comme la superficie, l'épaisseur productive, la porosité, la saturation en gaz, le facteur de récupération, le facteur de compressibilité, la température, la pression et la perte de gaz à la surface. Une estimation de réserves dont le taux de probabilité est faible (10 %) est moins certaine et plus risquée et, donc plus spéculative qu'une estimation dont le taux de probabilité est élevé (90 %). Elle est en général beaucoup plus élevée que la deuxième. L'Office opte donc pour l'estimation moyenne, qui est aussi la plus probable, comme le fait l'industrie. Dans la plupart des cas, il a utilisé ici des estimations moyennes.

Les écarts entre les estimations prudentes et les estimations conjecturales concernant les champs importants bien contrôlés et bien délimités sont moins importants que dans le cas des petits champs moins bien délimités. Ainsi, les estimations des réserves établies faites par l'Office et par les demandeurs concordent parfaitement quand il s'agit des champs importants, mais on relève des écarts appréciables dans le cas des réserves de certains petits champs peu contrôlés. Néanmoins, les différences en question ne sont pas importantes numériquement parlant et, souvent, elles s'annulent. Dans l'ensemble, malgré les incertitudes inhérentes à l'estimation des réserves établies dans les réservoirs multi-zones et faillés, comme ceux de la région du delta, les estimations des demandeurs et de l'Office concordent étroitement comme l'indiquent les tableaux 2-1 à 2-4.

Esso

L'estimation des réserves faite par Esso, soit 144,5 10^9 m^3 (5,1 10^{12} pi^3) comprend les réserves de gaz associé et de gaz non associé, mais elle exclut les réserves de gaz en solution. Les réserves de gaz associé constituent environ 3,3 % de l'approvisionnement total de Esso. Pour établir ses prévisions en matière de production, Esso a présumé que les réserves de pétrole économiquement récupérables seraient épuisées avant que la production de gaz associé n'ait débuté. Selon l'Office, cette hypothèse est juste. Cependant, de l'avis de l'Office, les réserves de gaz associé des champs Arnak, Hansen et Itiyok sont trop limitées pour qu'on en tienne compte, et seules les réserves de gaz non associé sont incluses dans les estimations des tableaux 2-1 et 2-2. Les écarts dans les estimations relatives aux champs Arnak et Hansen s'expliquent principalement par le facteur de superficie; de même, les superficies de certains gisements du champ Kadluk calculées par Esso semblent excessives.

Esso a utilisé des facteurs de récupération allant de 75 % dans le cas des sables pétrolifères peu riches en gaz reposant sur l'eau à 89 % dans le cas des sables riches sans aquifères. Dans le cas des réservoirs renfermant des aquifères dans l'aval-pendage, Esso a appliqué des facteurs se situant entre ces deux valeurs, suivant la distance entre le sable et l'aquifère et la qualité de ce dernier.

Tableau 2-2

Comparaison des estimations des réserves établies Esso, mars 1989

$10^9 m^3 (10^9 pi^3)$

champ	type de gaz	Esso		ONE	
Arnak	non associé	0,6	(21)	0,5	(18)
	associé	0,8	(28)	0,0	(0)
Hansen	non associé	0,9	(32)	6,4	(226)
	associé	0,7	(25)	0,0	(0)
Issungnak	non associé	29,0	(1 024)	27,8	(981)
	associé	2,7	(95)	3,8	(134)
Itiyok	non associé	2,6	(92)	4,1	(145)
	associé	0,5	(18)	0,0	(0)
Kadluk	non associé	6,6	(233)	5,0	(177)
Mallik	non associé	2,8	(99)	1,4	(49)
Netserk	non associé	3,9	(138)	2,3	(81)
Taglu	non associé	86,5	(3 053)	86,5	(3 053)
Tuk Cret	non associé	6,8	(240)	6,4	(226)
total	non associé	139,8	(4 935)	140,4	(4 956)
total	tous types	144,5	(5 100)	144,2	(5 090)

Nota : Le total peut ne pas être juste parce que les chiffres ont été arrondis.

Gulf

Gulf estime que les trois champs visés par sa demande contiennent 119,3 10^9 m^3 (4,2 10^{12} pi^3) de réserves établies de gaz (voir le tableau 2-3), ce qui comprend les réserves de gaz associé, de gaz non associé et de gaz en solution. Gulf demande une licence pour exporter seulement ses réserves de gaz non associé estimées à 93,0 10^9 m^3 (3,3 10^{12} pi^3). Pour tous les champs visés, Gulf a appliqué un facteur de récupération de 80 %. Cette estimation est peut-être un peu prudente.

Dans les champs Ya Ya Nord et Ya Yak Sud, Gulf a utilisé des facteurs de saturation d'eau allant de 70 à 80 % pour certains réservoirs avec des débits gazeux atteignant 158 10^3 m^3/j (5,6 10^6 pi^3/j) sans récupération d'eau. Ces coefficients de saturation d'eau anormalement élevés peuvent s'expliquer par le caractère schisteux des réservoirs en question et justifier les estimations prudentes des réserves de gaz.

Shell

La demande de Shell vise seulement les réserves de gaz non associé des champs Niglintgak et Kumak qui se chiffrent à quelque 29,1 10^9 m^3 (1,0 10^{12} pi^3) comme l'indique le tableau 2-4.

Shell a utilisé un facteur de récupération de 85 % pour tous les gisements, sauf le G, du champ Niglintgak même si ses études ont démontré que certains réservoirs peuvent avoir des facteurs de récupération pouvant atteindre 90 %. Dans le cas du gisement G, on a appliqué un facteur de récupération de 75 % parce que la mince colonne de gaz semble reposer sur l'eau.

Tableau 2-3

Comparaison des estimations des réserves établies Gulf, mars 1989

$10^9 m^3 (10^9 pi^3)$

champ	type de gaz	Gulf		ONE	
Amauligak	non associé	37,0	(1 306)	37,5	(1 324)
	associé	18,3	(646)	18,6	(657)
	en solution	8,0	(282)	10,5	(371)
Parsons	non associé	51,7	(1 825)	51,0	(1 800)
Ya Ya Nord	non associé	1,6	(56)	2,1	(74)
Ya Ya Sud	non associé	2,7	(95)	3,3	(116)
total	non associé	93,0	(3 283)	93,9	(3 315)
total	tous types	119,3	(4 211)	123,0	(4 342)

Tableau 2-4

Comparaison des estimations des réserves établies Shell, mars 1989

$10^9 m^3 (10^9 pi^3)$

champ	type de gaz	Shell		ONE	
Niglintgak	non associé	27,5	(971)	27,5	(971)
Kumak	non associé	1,6	(56)	1,4	(49)
total	non associé	29,1	(1 027)	28,9	(1 020)

Résumé

Si l'on en juge par la comparaison des estimations présentée aux tableaux 2-2 à 2-4, chaque demandeur dispose des réserves voulues pour son projet d'exportation.

2.2 Réserves possibles et potentielles

Les demandeurs disposent de certaines réserves possibles dans leurs terres contrôlées de la région Mackenzie-Beaufort, mais ils ne les ont pas incluses dans les exportations visées. Gulf et Shell ont déclaré qu'une estimation de leurs réserves possibles correspondrait à un faible pourcentage de leurs réserves établies estimées totales et qu'ils s'attendaient à une valorisation des réserves de leurs terres. Esso, par réserves possibles et contre, a fait état de potentielles totalisant quelque 120 10^9 m^3 (4,2 10^{12} pi^3); elle estime, selon un niveau de risque raisonnable, qu'elle pourrait ajouter des réserves de 57 10^9 m^3 (2 10^{12} pi^3) à ses champs.

Présentement, chacun des demandeurs exécute et prépare des programmes de prospection et de forage sur les terres qu'il détient dans la région. Ils ont tous souligné qu'après 1991, année d'expiration des droits existants, l'activité de prospection serait tributaire en partie du mécanisme de vente des terres alors en place.

Les demandeurs étaient d'accord avec les estimations publiées tant par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) que par la Commission géologique du Canada (CGC), à savoir que la région Mackenzie-Beaufort renferme des réserves potentielles non découvertes de 1 600 10^9 m^3 (56,5 10^{12} pi^3). Le tableau 2-5 résume les estimations de la CGC. Les données de ce tableau reposent sur l'hypothèse voulant que la région en question renferme de 1 630 à 2 070 10^9 m^3 (57,5 à 73,1 10^{12} pi^3), à un taux de probabilité variant de 75 % à 25 %, pour une estimation moyenne de quelque 1 926 10^9 m^3 (68 10^{12} pi^3) dans les diverses zones de la région.

L'Office estime que la source la plus probable de réserves additionnelles à cour terme sera les gisements terrestres et en eau peu profonde et les gisements au large de la région du delta. Même si les deux autres zones indiquées ont été les moins explorées et comportent nombre de structures n'ayant pas fait l'objet d'essais, les conditions difficiles, comme des profondeurs d'eau allant jusqu'à 100 mètres (330 pieds) et la glace de l'hiver, peuvent empêcher l'exploitation économique des réserves dans ces zones. Néanmoins, même si l'on exclut les réserves potentielles de ces deux zones, les deux autres renfermeraient encore 1 038 10^9 m^3 (36,6 10^{12} pi^3) de ressources gazières découvertes et non découvertes.

La construction d'un pipeline dans cette région aurait sans doute pour effet de stimuler la prospection et la mise en valeur de ce potentiel non découvert. Et même une mise en valeur prudente de ce potentiel maintiendrait les débits gazeux aux taux proposés pendant des années au-delà de la période d'exportation.

Tableau 2-5

Estimation moyenne des ressources de gaz naturel[1]
mer de Beaufort et delta du Mackenzie

$10^9 m^3 (10^{12} pi^3)$

zone	ressources découvertes		ressources non découvertes	
à terre et en eau peu profonde	211,9	(7,48)	409,6	(14,46)
au large du delta	93,2	(3,29)	322,9	(11,40)
mer de Beaufort Ouest	0,0	(0,0)	354,1	(12,50)
en eau profonde et autres	24,9	(0,88)	501,4	(17,70)
totaux	330,0	(11,65)	1588,0	(56,06)

1 Dossier 1926 de la CGC, *Ressources pétrolières du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort*, 1988.

2.3 Capacité de production

Chaque demandeur a fourni ses prévisions de la capacité prévue de production de ses terres dans la région Mackenzie-Beaufort. En analysant les résultats des essais aux tiges, les demandeurs ont pu appliquer des taux de production convenables à chaque champ et établir un échéancier de raccordement pour répondre aux exigences globales.

L'Office a préparé des projections de la capacité de production à partir des réserves établies indiquées dans les tableaux 2-2 à 2-4 de la section 2.1 en utilisant les données de base sur les réservoirs et les essais fournies par les demandeurs et les calendriers de raccordement proposés par ces derniers.

Le tableau 2-6 compare les projections globales faites par les demandeurs et l'Office. Les tableaux A-1 à A-3 en annexe comparent les données de l'Office avec celles de chaque demandeur.

La figure 2-1 compare les exportations annuelles totales proposées avec les projections de la capacité de production globale faites par les demandeurs et par l'Office.

De façon générale, les estimations de l'Office sont inférieures à celles des demandeurs, notamment celles de Gulf et de Shell. De l'avis de l'Office, cela s'explique par les données limitées existantes sur les débits gazeux. Vu le coût élevé d'exécution des essais de production dans ces régions éloignées, la plupart des données sur les essais découlent des données sur les essais aux tiges, lesquels ne donnent généralement pas une idée précise de la capacité des puits. L'Office prévoit que la mise en production des champs visés sera précédée d'essais de production plus poussés. Bien entendu,réévaluation de l'approvisionnement devrait être faite dans le cadre d'une audience sur les installations pipelinières.

La plupart des réserves de gaz visées par les demandes se trouvent dans des réservoirs cotés de très bon à excellent dont la capacité de production est généralement supérieure de beaucoup à la capacité dictée par un contrat de 20 ans. Dans certaines zones, on a obtenu des débits maximums de 1 400 10^3 m^3/j (49,4 10^6 pi^3/j) et des débits naturels absolus atteignant 20 388 10^3 m^3/j (720 10^6 pi^3/j).

FIGURE 2-1

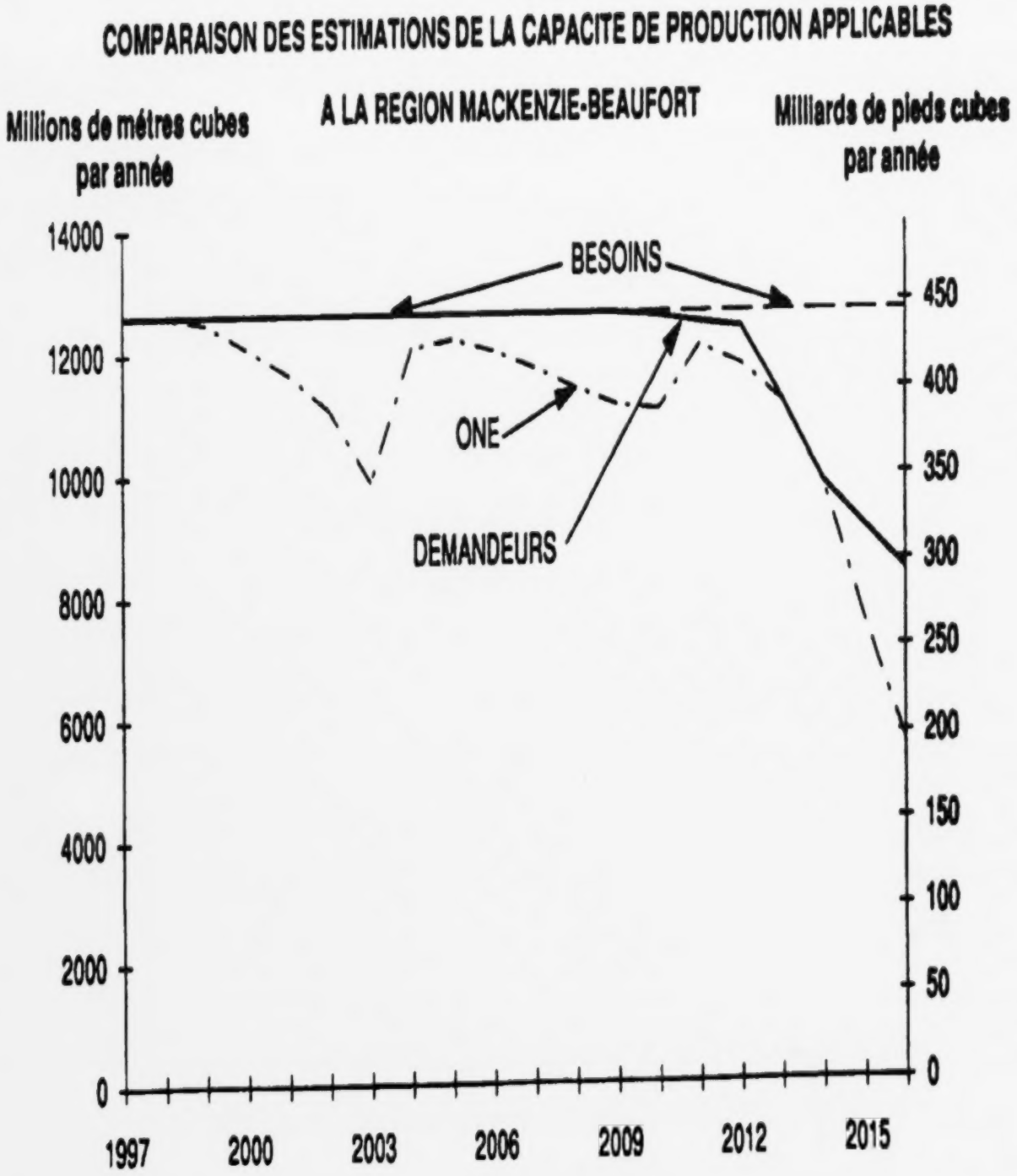

COMPARAISON DES ESTIMATIONS DE LA CAPACITE DE PRODUCTION APPLICABLES
A LA REGION MACKENZIE-BEAUFORT
Millions de métres cubes par année
Milliards de pieds cubes par année
14000
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
450
400
350
300
250
200
150
100
50
0
BESOINS
ONE
DEMANDEURS
1997
2000
2003
2006
2009
2012
2015

Tableau 2-6

Comparaison des estimations de la capacité de production relatives à la région Mackenzie-Beaufort

$10^6 m^3 (10^9 pi^3)$

année	demandeurs		ONE	
1997	12 619	(445)	12 619	(445)
1998	12 619	(445)	12 619	(445)
1999	12 619	(445)	12 489	(441)
2000	12 619	(445)	12 090	(427)
2001	12 619	(445)	11 671	(412)
2002	12 619	(445)	11 062	(390)
2003	12 619	(445)	9 877	(349)
2004	12 619	(445)	12 064	(426)
2005	12 619	(445)	12 207	(431)
2006	12 619	(445)	12 023	(424)
2007	12 619	(445)	11 722	(414)
2008	12 619	(445)	11 392	(402)
2009	12 619	(445)	11 100	(392)
2010	12 557	(443)	11 020	(389)
2011	12 444	(439)	12 067	(426)
2012	12 351	(436)	11 742	(415)
2013	11 137	(393)	11 114	(392)
2014	9 807	(346)	9 787	(345)
2015	9 052	(320)	7 505	(265)
2016	8 355	(295)	5 520	(195)

Compte tenu des taux de production présumés par les demandeurs, de l'importance des réserves, de la nature des réservoirs et, des réserves additionnelles potentielles considérables de la région, l'Office estime que les taux de production prévus par les demandeurs peuvent être atteints et que les demandeurs disposent des ressources voulues pour satisfaire aux exigences relatives à l'exportation.

2.4 Coûts du gaz naturel

Depuis l'audience relative à la vallée du Mackenzie[1], c'est la première fois qu'à l'a faveur d'une audience formelle, on examine le coût du gaz naturel provenant du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. L'Office a utilisé les données sur les coûts fournies par les demandeurs pour déterminer les coûts d'approvisionnement en gaz aux fins de l'analyse advantages-coûts des demandes de licences d'exportation.

---

[1] Office national de l'énergie, Motifs de décision - Pipelines du Nord, juin 1977

Les demandeurs ont présenté des estimations des coûts de production qui englobent les coûts des puits de développement, des conduites de collecte et des usines de traitement et, à une étape ultérieure du projet, les coûts de construction d'îles artificielles. Les coûts de production unitaires estimés ainsi que la première année de production des gisements de chaque demandeur sont indiqués au tableau 2-7. Les coûts unitaires pour les gisements de Esso et Shell sont tels que déposes; les coûts unitaires de Gulf sont des estimations faites par l'Office à partir des données soumises par Gulf. Sur une base pondérée en fonction du volume, les coûts de production unitaires s'élèvent en moyenne à 1,00 $/GJ (1,05 $/$10^6$ Btu). Les coûts estimés pour les gisements d'Esso sont un peu inférieurs à cette moyenne, ceux de Gulf, quelque peu supérieurs. Tous les coûts engagés avant 1989 sont des coûts amortis et, par conséquent, ils ne sont pas inclus dans ces estimations.

Les demandeurs ont aussi présenté des estimations des coûts pour deux nouveaux gazoducs, l'un pour transporter le gaz jusqu'à Caroline en Alberta et l'autre, pour l'acheminer de Caroline à la frontière américaine. Les coûts de transport unitaires, qui représentent les coûts d'immobilisations et d'exploitation, étaient de 1,33 $/GJ (1,40 $/$10^6$ Btu) pour le gaz livré à Caroline et de 0,24 $/GJ (0,25 $/$10^6$ Btu) pour le gaz acheminé de Caroline à la frontière américaine. Ces droits fixes en dollars de 1988 permettent de recouvrer les coûts d'immobilisations et d'exploitation et d'obtenir un rendement réel de 8 %.

Les estimations, faites par les demandeurs, des coûts directs pondérés du gaz naturel provenant de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie et livré à Caroline en Alberta, constituent la somme des coûts de' production et des coûts de transport unitaires, soit 2,33 $/GJ (2,46 $/$10^6$ Btu).

Le tableau des coûts unitaires calculés de la façon indiquée ci dessus résume bien l'information sur les coûts, mais pour effectuer une analyse avantages coûts, l'Office doit connaître l'évolution des dépenses réelles d'immobilisations et d'exploitation. Le viabilité financière d'un projet est fonction d'une part, des coûts d'immobilisation dont la plupart sont engagés au début même du projet et d'autre part, des droits pipeliniers qui sont calculés selon, le coût du, service à l'aide de la méthode classique d'amortissement linéaire et qui sont plus élevés au cours des premières années d'existence d'un pipeline. D'âpres les demandeurs, les droits applicables au coût du service d'un nouveau gazoduc qui acheminerait le gaz du delta à Caroline, en dollars de 1988, seraient de 2,28 $/GJ (2,40 $/$10^6$ Btu) en 1997, de 1,97 $/GJ (2,08 $/$10^6$ Btu) en 1999 et de 1,74 $/GJ (1,84 $/$10^6$ Btu) en 2001.

Tableau 2-7

Coûts de production unitaires et première année probable de production

$ 1988/GJ ($ 1988/10^{6}Btu)

gisement	coûts de production unitaires[1]		première année du production
Esso			
Taglu	0,54	(0,57)	1997
Tuk	1,41	(1,49)	2004
Mallik	1,66	(1,75)	2005
Hansen	3,20	(3,37)	2005
Issungnak	1,45	(1,53)	2006
Netserk	4,24	(4,47)	2009
Kadluk	2,69	(2,84)	2010
Itiyok	5,97	(6,30)	2012
Arnak	8,99	(9,48)	2013
Shell			
Niglintgak	1,02	(1,08)	1997
Gulf[2]			
Parsons Lake	1,03	(1,09)	1997
Amauligak Est	1,17	(1,23)	2004
Ya Ya	1,69	(1,78)	2007

1 Les coûts de production unitaires comprennent les coûts de mise en valeur, d'immobilisation et de transport ventilés sur la période estimée de production de chaque gisement, à un taux d'actualisation annuel réel de 8%. Les gisements Taglu, Niglintgak et Parsons Lake représentent 57% de la totalité des volumes de gaz. Les estimations des réserves de chacun de ces gisements sont présentées aux tableaux 2-2 à 2-4.

2 Estimation faite par l'Office à partir des données fournies par Gulf.

Les exportations visées par les demandes devraient provenir de réserves découvertes de 260 10^9 pi^3 (9,18 10^{12} pi^3). D'après les demandeurs, des réserves additionnelles seraient découvertes et exploitées dans la région en question lorsqu'un réseau de transport serait en place. Comme on l'a souligné, ce point de vue repose sur l'évaluation faite par la CGC du potentiel technique de la région.

Les demandeurs ont estimé à 60 millions $ les coûts d'exploration dans le cas des gisements terrestres allant de 100 à 300 pétajoules (95 à 285 10^{12} Btu). Les courts de mise en valeur et de production de ces nouvelles découvertes devraient se comparer aux coûts indiqués dans les demandes pour des gisements de superficie semblable.

Opinion de l'Office

Selon l'Office, les estimations des coûts de prospection, de mise en valeur et de production avancées par les demandeurs sont justes. En outre, il est probable qu'on mette au jour de nouveaux gisements dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie si le gaz de ces gisements s'avère commercialisable.

Aux fins de l'analyse avantages-coûts, l'Office a besoin des estimations du coût du gaz naturel provenant de diverses régions de production ainsi que des estimations des volumes susceptibles d'être produits à des coûts divers.

Pour déterminer les volumes en question aux fins de l'analyse avantages-coûts, il faut soustraire du potentiel technique estimé par la CGC les volumes estimés hors de portée économique. De l'avis de l'Office, seuls les gisements découverts à terre et en eau peu profonde dans la région du delta du Mackenzie et au large de celle-ci sont susceptibles d'être mis en valeur étant donné la fourchette de prix avancés par les demandeurs ou les prévisions publiées dans le rapport de septembre 1988 de l'Office intitulé *L'énergie au Canada : Offre et demande 1987-2005* (désigné ci-après Rapport de septembre 1988). Les estimations du potentiel de ces régions faites par la GCC doivent encore être réduites pour tenir compte du peu d'intérêt que présentent les petits gisements sur le plan de la rentabilité globale.

Les coûts de prospection estimés par les demandeurs sont supérieurs à ceux établis pour les découvertes antérieures. Après avoir examiné les dossiers sur les découvertes et les coûts connexes dans les régions côtières et extra-côtières, l'Office a conclu que, vu le stade peu avancé de la prospection, on ne saurait dégager une tendance au niveau des coûts d'exploration. Cependant, les données existantes nous permettent d'affirmer que l'estimation, faite par les demandeurs, des coûts des nouvelles découvertes à terre et en eau peu profonde dans la région du delta du Mackenzie semblent se situer dans une fourchette réaliste.

L'Office a estimé également le coût des nouvelles découvertes dans la mer de Beaufort il a fait passer les coûts de prospection de 60 à 90 millions $ dans le cas des gisements de l'ordre de 100 à 300 pétajoules (95 à 285 10^{12} Btu) pour tenir compte des coûts plus élevés du forage au large. Les coûts de mise en valeur et de production avancés par Esso pour les champs Issungnak et Kadluk ont été jugés représentatifs des coûts futurs de mise en valeur de gisements de superficie semblable.

Le scénario de prix bas des demandeurs prévoit la mise en valeur des gisements importants seulement. Dans le scénario de prix élevé, tous les gisements terrestres et les gisements marins aussi petits que le gisement Kadluk de Esso semblent viables. Le Rapport de septembre 1988 prévoyait des prix légèrement supérieurs. D'ailleurs, si les prix du gaz étaient plus élevés, cela favoriserait la mise en valeur des petits gisements. Cependant, l'Office fait remarquer que plus les gisements sont petits, plus les coûts de prospection et de production sont élevés. Selon l'Office, il est peu probable qu'on mette en valeur les gisements terrestres de moins de 40 pétajoules (38 10^{12} Btu) et les gisements marins de moins de 150 pétajoules (143 10^{12} Btu).

Tableau 2-8

Estimations de l'approvisionnement en gaz et des coûts directs

	approvisionnement PJ (10^{12}Btu)	coûts directs[1] $ 1988/GJ ($1988/$10^6$Btu)		
taux d'actualisation		**6%**	**8%**	**10%**
approvisionnement des demandeurs[2]	9 187	2,08	2,33	2,61
	(8 728)	(2,19)	(2,46)	(2,75)
potentiel économique non découvert estimé[3]				
à terre et en eau peu profonde	12 367	2,35	2,60	2,76
	(11 749)	(2,48)	(2,74)	(2,91)
au large du delta	10 526	2,82	3,12	3,42
	(10 000)	(2,97)	(3,29)	(3,61)

1 Coûts estimés par gigajoule des ventes de gaz pour acheminement jusqu'à Caroline en Alberta; le coût du gaz utilisé comme combustible est inclus dans les estimations; on a soustrait des réserves les volumes estimés de combustible pour acheminement jusqu'à Caroline.

2 Ne comprend pas les réserves de gaz associé et de gaz en solution du champ Amauligak.

3 Les réserves établies non destinées au projet d'exportation sont incluses dans le potentiel non découvert.

Les estimations faites par l'Office des courts du gaz et des réserves potentielles terrestres et en eau peu profonde de la région du delta et au large de celle-ci aux fins de l'analyse avantages-coûts sont présentées au tableau 2-8. Le coût du gaz qui serait extrait des nouvelles découvertes (potentiel non découvert) englobe les coûts de prospection, de mise en valeur et de production, et seulement les frais d'exploitation du gazoduc partant du delta du Mackenzie. Les coûts d'immobilisations du gazoduc sont étalés sur les volumes d'exportation visés par les demandes et, par conséquent, ils ne sont pas inscrits comme un coût direct des nouvelles découvertes.

Chapitre 3
Marchés et contrats de vente

Les demandeurs ont indiqué que leurs demandes de licences pour l'exportation du gaz du delta du Mackenzie aux États-Unis sont le fruit de nombreuses années d'activité et d'investissement dans la région du delta. Ils ont insisté sur le fait que d'une part, leurs demandes constituent la première étape d'un long processus qui aboutira à la commercialisation du gaz produit et que d'autre part, l'obtention des licences sollicitées améliorerait leurs chances de négocier des contrats avec des acheteurs des États-Unis. Le présent chapitre décrit les conditions générales du marché américain, puis fait l'analyse de la preuve concernant les marchés individuels potentiels des acheteurs et les modalités des contrats.

3.1 Marchés américains

Les demandeurs ont indiqué que vers le milieu et la fin, des années 1990, la demande de gaz naturel aux États-Unis dépassera sûrement l'offre de gaz américain, et c'est pour cette raison que des sociétés importantes comme Enron Gas Supply Company (EGS), Texas Eastern Transmission Corporation (Texas Eastern), Pacific Insterstate Transmission Company (PITCO) et Tennessee Gas Pipeline Company (Tennessee) ont conclu des ententes préalables, manifestant ainsi leur intention d'acheter le gaz du delta.

Alberta and Southern Gas Co. Ltd (A & S) et ANR Pipeline Company (ANR) ont conclu des ententes préalables avec les demandeurs, mais elles n'ont pas participé activement à l'audience et n'ont pas précisé les volumes qu'elles entendaient passer sous contrat.

Les demandeurs ont indiqué que dans les conditions actuelles du marché, il serait difficile de conclure des contrats d'achat fermes avec des acheteurs américains sans détenir une licence d'exportation. Selon eux, le marché d'exportation est essentiel à la mise en valeur des gisements de gaz résiduels de la région du delta du Mackenzie. Les demandeurs ont fait état des dépenses importantes qu'eux et d'autres sociétés seraient appelées à faire, soit 4,8 milliards $ pour les aménagements sur place et 6,1 milliards $ pour les pipelines, et ils ont déclaré que pour assurer la rentabilité du projet, il faudrait exploiter les installations à pleine capacité dès le début.

À l'appui de leurs demandes, les demandeurs ont présenté une estimation de l'office et de la demande de gaz naturel aux États-Unis jusqu'en 2020. Cette estimation repose sur les projections de base de 1988 du Gas Research Institute (GRI) pour la période se terminant en 2010. DataMetrics Limited a extrapolé cette prévision jusqu'en 2020. L'étude en question du GRI prévoit que la demande américaine passera de 18,99 EJ (18 006 10^{12} Btu) en 1988 à 21,06,EJ (19 970 10^{12} Btu) en 2020. La production des États continentaux (sauf l'Alaska), estimée à 17,61 EJ (16 701 10^{12} Btu) en 1988, devrait atteindre un sommet de 17,83 EJ (16 906 10^{12} Btu) en l'an 2000 pour ensuite chuter à 16,26 EJ (15 421 10^{12} Btu) d'ici 2020. Les importations canadiennes nettes devraient passer d'un seuil de 1 261 PJ (1 196 10^{12} Btu) en 1988 à un plafond de 2 026 PJ (1 921 10^{12} Btu) en 2020. L'écart entre l'offre et la demande devrait être comblé par des importations de GNL, des importations de gaz mexicain et du gaz provenant de l'Alaska et d'autres sources indéterminées.

La prévision du GRI repose sur les hypothèses suivantes : les prix mondiaux du pétrole devraient osciller entre 20 $ et 30 $ US le baril (dollars de 1987), jusqu'à l'an 2000 après quoi ils devraient excéder 30 $ US le baril. Sur le plan strictement structurel de la demande énergétique, le GRI croit que l'on devrait assister à une diminution de l'intensité énergétique traduisant l'amélioration constante

du rendement énergétique et la restructuration des activités économiques en activités moins énergivores. En outre, toujours selon le GRI, les coûts et l'activité de forage ne devraient pas se rapprocher des taux d'avant 1981 : ils devraient être maintenus à leur bas niveau parce que le gaz se heurte à la concurrence du mazout résiduel.

En ce qui a trait aux marchés régionaux, l'étude du GRI prévoit que la région du Nord-Est devra compter davantage sur les importations de GNL et de gaz alaskien a compter de 2005 a 2010.

Ses réserves s'épuisant, le Sud, ne pourra plus alimenter les autres régions des E.-U. Après 2005, la production du Sud diminuera à un tel point que, pour desservir ses clients, cette région aura probablement besoin de 211 pétajoules (200 10^{12} Btu) de gaz mexicain et de GNL étranger.

La côte Ouest devrait connaître une hausse graduelle de ses importations jusqu'en 2005 après quoi celles-ci seront remplacées en grande partie par le gaz alaskien. Cependant, le témoin qui a présenté le mémoire intitulé "Assessment of California Natural Gas Demand and Supply: 1987 - 2017" préparé pour l'un des clients des demandeurs, a déclaré dans son témoignage que le gaz alaskien ne serait pas acheminé pendant cette période ou qu'il serait acheminé par une autre voie vers des marchés autres que le marché américain. Selon lui, l'Extrême-Orient serait le marché le plus probable.

Dans la région des Grands lacs, les importations de gaz canadien devraient augmenter progressivement tout au long de la période de prévision.

Le Midwest devrait être alimenté par l'avant-mont des Rocheuses dont la capacité de production, considérable, n'est pas encore assortie d'installations pipelinières.

Jusqu'à maintenant, les demandeurs ont conclu des ententes préalables avec certains acheteurs des É.-U. (voir le tableau 3-1).

La preuve produite par les demandeurs indiquait que les acheteurs susmentionnés seraient intéressés à acheter de 17 à 25,5 10^6 m^3/j (600 à 900 10^6 pi^3/j), soit de 50 à 75 des 34 10^6 m^3/j (1 200 10^6 pi^3/j) visés par les demandes. Pour écouler le reste - 17 à 8,5 10^6 m^3 (600 à 300 10^6 pi^3/j), les demandeurs négocieront encore avec des clients canadiens et américains jusqu'à ce que tous les volumes visés par les demandes fassent l'objet de contrats.

Chacun des acheteurs potentiels des É.-U., dont les marchés respectifs sont décrits ci-après, sont fort intéressés à conclure des contrats de 20 ans prévoyant l'achat de volumes annuels fixes. Cependant, certains acheteurs se sont montrés plus flexibles que d'autres quant à l'année de démarrage possible, la durée du contrat et les volumes qu'ils achèteraient.

EGS est une filiale en toute propriété de Enron Corp. (Enron) qui a été constituée pour acheter du gaz de sources diverses pour répondre aux besoins actuels et prévus d'Enron un amalgame de Internorth Inc. et de Houston Natural Gas. Enron regroupe quatre grandes pipelinières : Northern Natural Gas, Houston Pipe Line, Florida Gas Transmission et Transwestern Pipeline. Enron est aussi propriétaire et exploitant conjoint de Northern Border Pipeline. Le réseau Enron dessert les marchés américains dont la croissance est la plus rapide à savoir le Texas, la Californie, la Floride et le nord du Midwest. Il offre aussi un accès direct à presque toutes les sources d'approvisionnement en gaz des E.-U. ainsi qu'aux approvisionnements canadiens et mexicains. Contrairement aux autres réseaux pipeliniers, Enron a décidé de maintenir et d'accroître ses activités commerciales au lieu de se contenter de transporter du gaz naturel.

Tableau 3-1

Volumes des ventes prévues selon les ententes préalables

demandeurs	acheteurs des É.-U.	$10^6 m^3/j$	$(10^6 pi^3/j)$
Esso, Shell et Gulf	EGS	5,7 à 8,5	(200 à 300)
Esso, Shell et Gulf	PITCO	2,8 to 8,5	(100 to 300)
Esso	Texas Eastern	4,2	(150)
Gulf	Tennessee	4,2	(150)
Esso	A&S	inconnu	
Esso	ANR	inconnu	
total		17,0 to 25,5	(600 to 900)

Nota : Les ententes préalables indiquent l'intention d'acheter une partie des volumes destinés à la vente.

Enron a déclaré que le gaz canadien représentait de 5 à 8 % de son approvisionnement total. Cependant, le gaz canadien est acheminé seulement vers le réseau de Northern Natural Gas où il représente, d'après les estimations d'Enron, quelque 15 à 18 % de l'approvisionnement total.

PITCO est une filiale de Pacific Enterprises dont le siège social est à Los Angeles. Son activité première consiste à importer le gaz naturel du Canada et du Sud-Est des E.-U. dans le sud de la Californie et ce, pour le bénéfice de sa filiale et unique cliente, Southern California Gas Company (SoCal). SoCal est la plus importante entreprise de service public : elle dessert la ville de Los Angeles ainsi que 531 autres collectivités. À l'heure actuelle, le gaz canadien constitue l'approvisionnement total de PITCO.

Une division de Texas Eastern - Texas Eastern Gas Pipeline Company (TEPGL) - exploite un gazoduc interétatique qui s'étend de la frontière du Texas et du Mexique jusqu'à la région du New Jersey et de New York. Elle dessert principalement le centre de la côte est où elle vend ou livre du gaz aux sociétés de distribution locale (SDL) et à d'autres pipelines interéatiques. Son principal client est Algonquin Gas Transmission (AGT), une filiale en toute propriété, qui approvisionne les États de la Nouvelle-Angleterre. D'après Texas Eastern, les marchés du gaz naturel du Nord-Est connaîtront une croissance soutenue pour répondre à la demande des centrales électriques et à la charge garantie des installations de cogénération.

En 1987, TEGPL a acheminé environ 29 688 10^6 m^3 (1 048 10^9 pi^3) au total, dont environ 2 % provenaient du Canada.

Tennessee est l'une des quatre grandes pipelinières administrées par Tenneco Gas (Tenneco). Les autres sont Midwestern Gas Transmission Company (MGT), East Tennessee Natural Gas Co. (ETGN) et Channel Industries Gas Company (CIG). Le marché de Tenneco s'étend au nord de la côte du Golfe aux États de New York, de Pennsylvanie, de Virginie de l'Ouest et aux États de la Nouvelle-Angleterre.

Présentement, Tenneco importe du gaz canadien à partir de Niagara Falls en Ontario et de Emerson au Manitoba. Elle prévoit aussi avoir un accès accru au gaz canadien en participant au projet de réseau Iroquois-Tennessee et en se raccordant au gazoduc Champlain dont on projette l'aménagement.

MGT comporte deux réseaux pipeliniers distincts celui du nord transporte le gaz canadien et s'étend de Emerson, Manitoba, au Minnesota et au Wisconsin; celui du sud, qui ne transporte pas de gaz canadien, s'étend des interconnexions avec le réseau de Tennessee Gas Pipeline à Portland, au Tennessee, jusqu'à la région de Chicago en Illinois qui constitue le principal marché de cette société. Ni ETNG ni CIG ne transportent présentement du gaz canadien.

Tennessee a déclaré qu'en ce qui a trait à l'approvisionnement garanti, le gaz canadien représentait environ 6,7 % de son approvisionnement total actuel.

A & S, dont le siège social est en Alberta, est une filiale en toute propriété de Pacific Gas and Electric (PG & E) qui dessert le nord de la Californie. En 1988, A & S a exporté 10 877 10^6 m^3 (384,7 10^9 pi^3) de gaz naturel pour PG & E.

ANR exploite un important réseau pipelinier américain qui dessert le centre des E.-U. En 1988, cette société a importé 736 10^6 m^3 (26 10^9 pi^3) de gaz naturel canadien.

EGS, PITCO et Tennessee étaient toutes intéressées à conclure des contrats de 20 ans prévoyant l'achat de volumes annuels fixes pour toute la durée des contrats, mais aucune d'elles ne rejetterait la possibilité d'acheter certaines quantités de gaz du delta si la durée du contrat était plus courte ou si les volumes annuels étaient moindres. Cependant, ces acheteurs potentiels ont estimé que la diminution des quantités annuelles prévues pourrait compromettre la rentabilité des futures installations pipelinières. De façon générale, les acheteurs américains étaient d'avis que le projet d'exportation serait moins intéressant dans l'ensemble si on reportait la date proposée de démarrage à 1996, si les contrats étaient de moins de 20 ans ou si les volumes d'exportation annuels étaient moindres. On a indiqué que dans certains cas, ces facteurs pourraient inciter quelques sociétés américaines à chercher d'autres sources d'approvisionnement.

Lors de l'audience, Texas Eastern na pas été en mesure de préciser l'écart qu'elle jugeait acceptable par rapport au volume indiqué dans l'entente préalable, soit 4,2 10^6 m^3/j (150 10^6 pi^3/j), et elle n était pas intéressée à conclure un contrat de moins de 20 ans.

Opinion de l'Office

Tout comme les demandeurs, l'Office est d'avis que l'accès au marché d'exportation est essentiel à la mise en valeur des réserves du delta du Mackenzie.

L'Office fait remarquer que d'après l'étude du GRI, dont les demandeurs se sont inspirés pour illustrer l'équilibre de l'offre et de la demande dans les États continentaux (sauf l'Alaska), les marchés régionaux américains, notamment ceux qui sont tributaires du gaz canadien, ont besoin de volumes importants de gaz canadien. L'Office est d'accord avec les demandeurs quand ceux-ci déclarent que les marchés américains ont besoin du gaz canadien et que cette tendance se maintiendra.

Les demandeurs ont conclu des ententes préalables avec des acheteurs potentiels des États-Unis, mais l'Office note qu'aucun contrat de vente ferme n'a été passé relativement aux volumes visés par les demandes. Cependant, l'Office est d'avis que l'obtention d'une licence d'exportation améliorerait les chances des demandeurs à cet égard.

L'Office admet que les acheteurs potentiels intéressés des É.-U. sont des importateurs établis de gaz naturel canadien. La preuve produite indique que ces acheteurs jouent un rôle prépondérant sur le marché du gaz aux États-Unis. L'Office est donc persuadé qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les acheteurs américains puissent écouler les volumes visés par les demandes.

3.2 Contrats

Les demandeurs ont déposé plusieurs ententes préalables conclues avec des acheteurs des États-Unis dans lesquelles ces derniers déclarent leur intention d'acheter du gaz provenant de la région du delta. Les demandeurs ont indiqué que même si ces ententes ne constituaient pas des contrats d'exportation, fermes, elles traduisaient le vif intérêt des États-Unis à l'égard du gaz du delta.

Dans les ententes préalables conclues, les deux parties s'engagent à mettre sous contrat, dans un délai précis, une part des volumes de gaz visés par les demandes. Les contrats auraient des périodes d'application de 20 ans à partir de la date des premières livraisons. Les ententes indiquent que les acheteurs entendent acheter du gaz exportable et que les volumes pertinents seront précisés dans les contrats.

D'après les ententes préalables, les contrats éventuels stipuleraient que les frais liés à la demande seraient payés par les acheteurs en fonction des droits et tarifs approuvés par l'Office et par toute autorité gouvernementale compétente. Le paiement de ces frais par les acheteurs serait assujetti aux autorisations des organismes de réglementation et du gouvernement américains garantissant aux acheteurs le recouvrement de ces frais à même les tarifs établis.

Les ententes préalables indiquent aussi que les points d'exportation devront être convenus à la satisfaction des parties intéressées.

Les ententes préalables contiennent une clause selon laquelle elles peuvent être résiliées sans préjudice, sur avis écrit de 60 jours, si l'une des parties estime que les réserves de gaz de la mer de Beaufort ne sont pas suffisantes pour garantir l'exécution du contrat. Elles peuvent également être résiliées si l'un des parties estime que les coûts de production et de transport du gaz vers les marchés risquent de rendre le projet déficitaire ou les prix du gaz, non concurrentiels. De plus, si l'une des parties estime que les approbations nécessaires des organismes de réglementation, renfermant des termes et conditions acceptables, risquent de tarder, elle peut résilier l'entente. Enfin, une entente préalable peut être résiliée si l'acheteur et le vendeur ne s'entendent pas sur les conditions énoncées ci-dessus et sur d'autres dispositions que l'un d'eux juge nécessaires.

Les ententes et les contrats peuvent être exécutés par une filiale ou une succursale de l'acheteur ou du vendeur dans la mesure où la société en question accepte les modalités de l'entente ou du contrat et est assujettie à celles-ci.

Les demandeurs ont décrit la démarche qu'ils préconisent pour la négociation des contrats de vente définitifs et ont déclaré que les négociations avec les acheteurs canadiens et américains seraient probablement concomitantes. Les demandeurs se sont engagées à tenir le marché canadien au fait de leurs négociations avec les acheteurs des États-Unis. En outre, chaque demandeur s'est engagé à déposer ses contrats d'exportation auprès de l'Office. D'après les demandes présentées, les contrats seraient négociés d'ici le 30 juin 1990, mais à l'audience, les parties ont admis que cette date pourrait être reportée d'un an, voire plus.

The Consumers' Gas Company Ltd (Consumers) a déclaré que les acheteurs américains devraient fournir certaines garanties concernant le fait qu'ils seront autorisés dans le cadre de leur processus de réglementation à s'engager à recouvrer les droits d'utilisation du gazoduc. Le ministre de l'Énergie de l'Ontario (l'Ontario) a abondé dans le même sens. Selon lui, la rentabilité du projet repose sur la capacité de transfert aux acheteurs des frais liés à la demande applicables aux gazoducs canadiens et américains.

Opinion de l'Office

Les ententes préalables déposées par les demandeurs révèlent que certains acheteurs américains ont l'intention d'acheter une part du gaz de la région du delta, mais elles ne constituent pas des contrats fermes. Au même titre que les demandeurs, l'Office est d'avis que, le cas échéant, toute licence délivrée par l'Office devrait exiger le dépôt, auprès de l'Office, de tout contrat d'exportation signé à des fins d'examen et d'approbation. Ainsi, l'Office serait assuré que les contrats de ventes sont conformes à la preuve produite à l'audience.

Lorsque les demandeurs déposeraient leurs contrats, individuellement ou collectivement, ils seraient tenus d'en aviser toutes les parties à l'audience et d'en remettre une copie aux parties qui en ont fait la demande.

L'Office étudierait les clauses de chaque contrat pour s'assurer que celui-ci constitue un accord commercial conforme à la licence délivrée et à la preuve produite à l'audience. L'Office tiendrait également compte de l'engagement pris par les parties concernant le transfert des frais liés à la demande.

Si les clauses s'avéraient acceptables et qu'aucune plainte n'était déposée et validée, le contrat serait approuvé et les volumes de gaz visés pourraient être exportés. Le mécanisme d'intervention en fonction des plaintes est analysé plus à fond au chapitre 5.

Chapitre 4
Transport

Le transport du gaz de la région du delta vers les marchés exigerait l'aménagement de nouvelles installations pipelinières. Cependant, avant de procéder à la construction d'un gazoduc, une demande de permis de construction et d'exploitation devrait être déposée auprès de l'Office. L'Office tiendrait, le cas échéant, une audience pour étudier la demande de certificat présentée relativement à ce gazoduc. Dans le cadre de cette audience, l'Office examinerait les facteurs économiques, techniques, environnementaux et socio-économiques liés à la construction du gazoduc et ferait part de ses constatations.

Néanmoins, au cours de l'audience, pour garantir la conformité du projet d'exportation avec l'intérêt public, l'Office a fait part de son intention d'étudier toutes les questions pertinentes d'intérêt public, dont le coût du transport du gaz du delta du Mackenzie vers les marchés.

L'évaluation faite par l'Office de l'analyse avantages-coûts présentée par les demandeurs a nécessité le calcul de tous les coûts additionnels associés au projet d'exportation. Les coûts imputables au gazoduc - composante importante de l'analyse - ont donc été étudiés dans le cadre de cette audience sur les licences d'exportation.

Aux fins de l'analyse de la rentabilité du projet, les demandeurs ont estimé les coûts d'un gazoduc hypothétique qui suivrait la route de la vallée du Mackenzie et d'un nouveau gazoduc comportant deux tronçons, l'un reliant Caroline à Monchy, en Saskatchewan, et l'autre, Caroline à Kingsgate, en Colombie-Britannique. Dans leur analyse avantages-coûts, les demandeurs ont utilisé les coûts en question qui sont résumés au tableau 4-1 ci-dessous.

Les demandeurs ont aussi indiqué que les estimations des coûts d'immobilisations liés à trois autres projets connus de gazoducs correspondent (correspondaient) de façon générale à leurs propres estimations.

Les demandeurs ont fourni une preuve concernant l'avant-projet sommaire de ces installations hypothétiques, y compris une ventilation générale des coûts d'immobilisations, une indication des volumes annuels de gaz utilisé comme combustible, une ventilation des charges d'exploitation annuelles et un exposé détaillé de la méthode utilisée pour préparer l'avant-projet et pour estimer les coûts d'immobilisations et d'exploitation connexes ainsi qu'un énoncé des principales hypothèses.

Les demandeurs n'ont pas fourni des estimations précises des coûts liés au transport du gaz jusqu'à Niagara, mais ils ont tenu compte des volumes acheminés à cet endroit dans leur analyse avantages-coûts et leur analyse financière.

Tableau 4-1

Coûts liés aux gazoducs[1]

gazoduc	coûts d'immobilisations (en millions $ 1988)	coûts d'exploitation (en millions $ 1988/année)
du delta à Caroline	4,889	66
de Caroline à la frontière américaine	1,007	6,7

1 Coûts non acutalisés et excluant les intérêts courus pendant la construction.

Le Secrétariat des négociations Dénés et des Métis (les Dénés et les Métis) ont fait part de leurs préoccupations relativement au fait que les demandeurs n'ont pas inclus les coûts socio-économiques dans leurs estimations des coûts d'immobilisations.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited (Foothills) ne s'est pas opposée à la délivrance des licences d'exportation sollicitées, si celles-ci contiennent des conditions bien définies et que les ordonnances actuelles et futures de l'Office touchant les exportations visées doivent sont parfaitement conformes aux ententes bilatérales, aux autorisations des organismes de réglementation et aux lois régissant la construction et l'exploitation du RTGNA. Elle a aussi insisté sur le fait qu'elle s'opposerait à l'octroi des licences sollicitées si le projet d'exportation à l'étude s'inscrivait dans un plan visant la construction d'un gazoduc qui traverserait le versant nord de l'Alaska et le Canada jusqu'au delta du Mackenzie et transporterait le gaz du versant nord de l'Alaska et le gaz du delta le long de la vallée du Mackenzie. Foothills s'oppose encore à la construction d'un gazoduc sur le versant nord de l'Alaska pour le transport du gaz alaskien parce que ce gazoduc serait incompatible avec le RTGNA. Foothills a aussi demandé que dans toute licence délivrée, on devrait indiquer que celle-ci respecte les engagements pris par le Canada et les États-Unis dans le traité sur le RTGNA et, en particulier, l'itinéraire adopté pour le transport du gaz alaskien.

En réponse à une question posée par le gouvernement de l'Ontario (l'Ontario), les demandeurs ont indiqué que toute demande relative à de nouvelles installations devrait comme il se doit commander un nouvel examen des avantages-coûts du projet.

Opinion de l'Office

L'Office indique qu'aucune des parties intéressées n'a contesté les estimations des coûts d'immobilisations, les estimations des coûts d'exploitation et le concept de gazoduc présentés par les demandeurs. Les intervenants ont cependant fait état de leurs préoccupations concernant le choix du tracé et les coûts socio-économiques du projet. Le cas échéant, ces deux questions seraient examinées à fond dans le cadre d'une audience sur les installations pipelinières.

L'Office estime aussi que pour évaluer maintenant les avantages et les coûts des demandes de licences d'exportation, il est raisonnable qu'il se fonde, à titre provisoire, sur les estimations de coûts établies pour un gazoduc hypothétique longeant la route de la vallée du Mackenzie et pour un nouveau gazoduc à deux tronçons, l'un reliant Caroline à Monchy et l'autre, Caroline à Kingsgate. Même si l'on a envisagé d'autres tracés, elles comportent toutes l'aménagement de pipelines de longueur comparable.

L'Office est convaincu que le réseau pipelinier proposé pourrait transporter les volumes visés par les demandes, mais il reconnait que les estimations relatives à ces installations hypothétiques ne visent qu'à démontrer la viabilité du projet d'exportation. La faisabilité technique, l'optimisation du concept et les coûts des gazoducs seraient, le cas échéant, examinés plus à fond dans le cadre de toute audience future sur les installations pipelinières.

L'Office souligne aussi les points suivants :

- les estimations des demandeurs sont fondées sur ce qu ils considèrent comme étant un réseau de transport viable;
- les estimations relatives aux coûts d'immobilisations de ce réseau pipelinier hypothétique ont été faites en fonction d'un niveau d'activité de construction normal et non pas suivant la faible activité et les bas prix correspondants que l'on connaît depuis quelques années;
- les demandeurs ont essayé de fixer un coefficient de contingence qu'ils jugent approprié compte tenu des incertitudes entourant le tracé, l'échéancier et les conditions de construction du réseau proposé;
- les demandeurs n'ont pas essayé de calculer les économies de coûts ou les économies d'échelle que l'amélioration des installations actuelles permettrait de réaliser et ils ont tenu pour acquis qu'un nouveau gazoduc serait spécialement aménagé au sud de Caroline.

À la lumière de ce qui précède, l'Office conclut que les estimations de coûts des demandeurs permettent d'effectuer une analyse avantages-coûts du projet d'exportation présenté en vertu de la partie VI de la Loi.

L'Office juge que les estimations, faites par les demandeurs, de la consommation de combustible pour l'acheminement du gaz à Monchy et à Kingsgate sont réalistes. Les coûts d'exploitation de ce réseau hypothétique n'ont pas été examinés en détail et on ne saurait déterminer avec précision les coûts d'exploitation unitaires. En conséquence, des analyses de l'impact, sur les avantages nets pour le Canada, de coûts d'exploitation supérieurs et de changements dans les estimations des coûts d'immobilisations ont été menées. Les résultats sont présentés au chapitre portant sur les avantages et les coûts.

En ce qui a trait à la demande de Foothills, l'Office est d'avis qu'il n'est ni nécessaire ni souhaitable de faire état des ententes bilatérales concernant le RTGNA dans les licences d'exportation qui pourraient être délivrées. Aucune des parties intéressées n'a fait la preuve que l'octroi des licences sollicitées irait à l'encontre du traité du RTGNA. L'Office estime que l'octroi des licences ne serait pas incompatible avec les engagements pris par le Canada et les États-Unis dans le traité en question. L'Office est aussi d'avis qu'il n'y aurait pas lieu d'indiquer le tracé précis du gazoduc dans les licences éventuelles, car cette question déborde le cadre de la présente audience. De l'avis de l'Office, il s'agit là d'une question qui devrait être débattue dans le cadre audience future sur les installations pipelinières.

Chapitre 5
Disponibilité du gaz pour les Canadiens

Lors de l'audience, trois points ont été soulevés concernant la disponibilité du gaz pour les Canadiens.

Le premier point avait trait aux négociations et aux pourparlers des demandeurs avec des acheteurs potentiels. L'audience a porté sur le calendrier des négociations, la date prévue par les demandeurs pour l'exécution des contrats d'achat signés et la mesure dans laquelle les sociétés canadiennes pourraient composer avec l'échéancier prévu.

Le deuxième point soulevé concernant les ententes préalables et les contrats d'exportations signés fut la méthode d'intervention en fonction des plaintes de l'Office et la façon dont on pourrait l'appliquer dans le cas présent, de l'avis de diverses parties.

Le troisième point abordé fut la disponibilité des approvisionnements en gaz du delta pour répondre aux besoins des collectivités du Nord.

Négociation des contrats

Les demandeurs ont fait part de leur intention de conclure des contrats de vente de longue durée avec tout client disposé à acheter du gaz du delta suivant des conditions concurrentielles et des délais précis. Comme nous l'avons indiqué au chapitre 3, les demandeurs ont signé des ententes préalables avec plusieurs acheteurs potentiels des États-Unis et, dans la plupart des cas, ils ont rencontré les grands distributeurs de gaz canadiens pour déterminer leurs besoins en gaz de la région du delta. Esso, Shell et Gulf prévoient exécuter les contrats signés d'ici le 30 juin 1990, mais ils ont indiqué qu'en raison des négociations, cette échéance pourrait être reportée d'un an. Cependant, ils prévoient que les négociations avec les acheteurs canadiens et américains seront concomitantes de sorte que les intéressés des deux pays seraient prêts à signer les contrats selon l'échéancier prévu. Une fois les contrats signés, les demandeurs réserveraient les volumes sous contrat aux acheteurs en question et ces volumes de base ne pourraient plus être offerts aux autres parties.

Plusieurs grandes sociétés de distribution canadiennes, en l'occurrence Gaz Métropolitain inc (GMi), The Consumers' Gas Company Ltd. (Consumers), Union Gas Limited (Union), ICG Utilities (Ontario) Limited (ICG) et Greater Winnipeg Gas Company (Greater Winnipeg) ont témoigné à la demande de l'Office. De même, ces sociétés et l'Association des consommateurs industriels de gaz (l'ACIG) ont répondu à une demande de renseignements de l'Office concernant les besoins en gaz du delta dans leur zone de concession et leurs discussions avec les demandeurs à ce propos.

Les demandes étaient accompagnées de lettres d'appui de plusieurs SDL canadiennes. Ces sociétés jugeaient le projet intéressant parce que susceptible d'entraîner la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel. Au moment où se tenait l'audience GH-10-88, aucune entente préalable n'avait été conclue avec des clients potentiels canadiens même si Union avait manifesté son intention de signer. Au début, Consumers a indiqué qu'elle n'était pas disposée à conclure une entente préalable avant que les clauses contractuelles ne soient définies. Toutefois, après avoir examiné l'entente passée entre les demandeurs et des acheteurs américains potentiels, elle a indiqué qu'elle pourrait revoir sa position. Consumers estime que l'entente préalable n'est qu'une simple déclaration d'intention d'acheter le gaz produit si celui-ci est concurrentiel par rapport aux autres sources de gaz

du marché de Consumers et si les organismes de réglementation autorisent celle-ci à recouvrer ses coûts dans les tarifs pratiqués.

Les discussions des demandeurs avec les SDL avant la tenue de l'audience ont été plus ou moins poussées. Dans la plupart des cas (soit Consumers, ICG, Union et GMi), il s'agissait de consultations préliminaires dans le cadre desquelles il ne fut pas question des volumes minimums à mettre sous contrat, des conditions ou des dates de démarque qui conviendraient aux demandeurs. Greater Winnipeg n'a pas été consultée.

Aucune des sociétés de distribution qui ont témoigné à l'audience n'a indiqué que ses contrats actuels l'empêchaient de négocier l'achat de gaz provenant du delta. D'ailleurs, toutes les entreprises de service public qui se sont dites intéressées considèrent que la clause de non-substitution individuelle qui figure dans les contrats qu'elles ont signés récemment avec Western Gas Marketing Limited (WGML) est une convention commerciale qui ne les empêche pas nécessairement de négocier l'achat d'autres approvisionnements. Cependant, chaque entreprise a décrit dans ses grandes lignes les caractéristiques de son marché qui ont eu un impact sur ses négociations avec les demandeurs.

Deux sociétés ont indiqué qu'elles ne chercheraient pas à acquérir de gaz du delta pour répondre aux besoins de leur zone de concession.

Greater Winnipeg a déclaré dans son témoignage qu'à l'heure actuelle, elle n'est pas en mesure de déterminer si elle aura éventuellement besoin du gaz du delta. Son marché est restreint et elle estime que les approvisionnements provenant des régions de production traditionnelles lui permettront de répondre à ses besoins. Comme le contrat la liant à son seul fournisseur, WGML, expire en 2003, elle ne prévoit pas avoir besoin d'approvisionnements additionnels d'ici environ l'an 2000, année où si la situation de l'offre et de la demande est normale, elle devrait négocier un nouveau contrat d'approvisionnement. Si la situation au niveau de l'offre se dégradait, Western Winnipeg s'adresserait aux sociétés productrices plus tôt que prévu afin de négocier des contrats pour les approvisionnements dont elle aura besoin à compter de 2003. Elle évaluerait alors les stocks disponibles et choisirait une ou des source(s) d'approvisionnement. C'est pour ces raisons que cette société n'est pas prête à conclure une entente avec les demandeurs d'ici le 30 juin 1990 (ou 1991).

GMi a déclaré que le gaz du delta constituait l'une des sources d'approvisionnement de rechange potentielles dont elle pourrait avoir besoin à un moment ou l'autre entre 1996 et 2003, période pendant laquelle ses contrats actuels, qui lui permettent de desservir 47 % de son marché, viennent à expiration. Cependant, elle a indiqué qu'elle avait décidé de ne pas négocier l'achat d'une part des volumes de gaz du delta visés par les demandes parce, qu'elle estime que d'autres sources d'approvisionnement pourraient s'avérer moins coûteuses. En outre, GMi ne choisit pas la source, d'approvisionnement d'un grand nombre de ses clients; cette décision relève de ces derniers.

Lors de l'audience, les trois autres distributeurs de l'Ontario ont manifesté leur intérêt à l'égard du gaz du delta. Consumers a finalement indiqué qu'il était possible qu'elle conclut un contrat avec les demandeurs avant 1991. Près de la moitié du marché de Consumers est présentement approvisionnée en vertu de contrats d'une durée allant de 10 à 15 ans. Consumers était d'avis qu'elle pourrait absorber les quantités - soit de 1,4 à 4,2 10^6 m^3/j (50 à 100 10^6 pi^3/j) - faisant l'objet de discussions avec les acheteurs potentiels. En ce qui a trait aux facteurs qui pourraient l'empêcher de négocier avec les demandeurs, Consumers a fait état des autorisations accordées par la Commission de l'énergie de L'Ontario relativement au recouvrement des coûts et de l'obligation pour Consumers de desservir le marché captif que constitue l'Ontario même si la taille et la composition de ce marché ne sont pas encore bien définies.

De l'avis de Consumers, le gaz du delta est l'une de ses sources d'approvisionnement potentielles. En ce qui a trait à ses pratiques actuelles en matière de passation de contrats, elle a indiqué que les surplus des marchés du gaz naturel lui ont permis au cours des dernières années de répondre à ses besoins au moyen de contrats de durée relativement courte et ce, mieux que lorsque la demande excédait l'offre. Lorsque l'approvisionnement diminue et qu'il y a pénurie apparente, chaque acheteur sérieux, d'après Consumers, doit planifier à plus long terme et, de toute évidence, conclure des contrats de longue durée plus risqués.

Récemment, ICG a conclu un contrat de 15 ans avec WGML et elle a indiqué qu'avant l'expiration de ce contrat en 2003, elle ne prévoit pas avoir vraiment besoin du gaz de la région du delta. Toutefois, elle ne saurait quantifier ses besoins en la matière après 2003 car ses marchés résidentiel et commercial sont plutôt stables tandis que 70 de ses approvisionnements sont destinés aux industries de fabrication, dont l'activité fluctue beaucoup de façon typique. ICG ne prévoit pas être en mesure d'exécuter un contrat signé d'ici l'échéance de 1990 ou 1991, mais elle a néanmoins demandé aux demandeurs de la tenir informée de façon qu'elle puisse suivre l'évolution de la conjoncture. Les demandeurs entendent exécuter les contrats signés pour les 260 10^9 m^3 (9,2 10^{12} pi^3) d'ici à 1990-1991, échéance à laquelle ils répartiraient ces volumes entre les acheteurs, mais ICG est d'avis que le marché ne connaîtra pas d'ici là des changements radicaux susceptibles de permettre aux demandeurs d'atteindre leur objectif. ICG a aussi déclaré qu'elle serait inquiète si d'ici 1990-1991, les 260 10^9 m^3 (9,2 10^{12} pi^3) visés dans les demandes faisaient l'objet de contrats d'exportation.

Tout au long de l'audience, Union a déclaré souhaiter signer une entente préalable et, poursuivre les négociations en vue de l'exécution de contrats signés d'ici 1990-1991 même si elle doute que les demandeurs soient en mesure de préciser les modalités contractuelles d'ici cette échéance. Union prétend en substance que les demandeurs et les autres intervenants ne sont pas en mesure pour le moment de conclure des ententes significatives, et encore moins des contrats de vente. Elle a déclaré que la preuve produite confirme le fait qu'elle et les autres consommateurs de gaz canadiens auront vraisemblablement besoin de gaz du delta pour répondre à leurs besoins futurs. À son avis, les besoins annuels en gaz du delta à compter de 1996 seraient de l'ordre de 850 10^6 m^3 (30 10^9 pi^3).

Donc, même si GMi et Greater Winnipeg ont indiqué clairement qu'elles ne poursuivraient pas leurs négociations avec les demandeurs relativement aux volumes visés par les demandes, Union est disposée à entamer des négociations, et Consumers et ICG souhaitent poursuivre les négociations entamées même si elles ne sont pas assurées de signer des ententes d'ici l'échéance prévue.

Méthode d'intervention en fonction des plaintes

Chaque demandeur a fait part de son intention de déposer les contrats d'exportation signés auprès de l'Office pour permettre aux Canadiens d'en étudier les modalités et de déterminer s'il y a matière à plainte. Cependant, cette déclaration était assortie de plusieurs mises en garde. Les demandeurs s'attendraient à ce que les acheteurs canadiens intéressés aient cherché à acheter et aient négocié au cours de la période menant à la date d'exécution des contrats d'exportation. Ils n'accepteraient pas que les acheteurs canadiens restent inactifs jusqu'au dépôt des contrats d'exportation et qu'alors, ils se disent intéressés à acheter le gaz aux conditions établies dans les contrats signés. En outre, les demandeurs ont indiqué qu'ils s'attendraient à ce que les acheteurs potentiels mécontents aient exploité toutes les possibilités d'obtenir du gaz ailleurs au Canada et aux États-Unis et à ce qu'ils puissent démontrer qu'ils n'ont pu acheter du gaz à des conditions semblables à celles des contrats d'exportation signés.

On a demandé aux demandeurs comment ils interprétaient l'expression "à des conditions semblables" applicable à la méthode d'intervention en fonction des plaintes. Esso a indiqué que même si la plupart des gens considéraient le prix comme l'une des conditions les plus importantes, d'autres facteurs tels que l'engagement relatif au recouvrement des frais liés à la demande et la solvabilité des acheteurs constitueraient aussi des éléments importants du contrat. Gulf a indiqué qu'étant donné les conditions différentes des divers marches régionaux et de la concurrence, il ne faudrait pas nécessairement s'attendre a des rentrées nettes identiques dans tous les cas. Cependant, advenant qu'une plainte soit déposée, l'Office déterminerait si, dans les faits, les conditions étaient semblables.

De l'avis des demandeurs, une licence d'exportation est un moyen d'assurer un accès sans discrimination aux marchés canadiens et américains et ils craignent que le fait de devoir se conformer aux exigences de la méthode d'intervention en fonction des plaintes avant à délivrance d'une licence ne compromette le projet d'exportation. Shell a indiqué que lors des pourparlers, les acheteurs américains ont déclaré avoir peu de temps à consacrer aux personnes qui viennent leur vendre du gaz alors qu'elles n'ont pas de licence et que l'absence desdites licences nuit à la commercialisation du gaz par les producteurs canadiens.

Esso, Shell et Gulf se sont dites prêtes à négocier avec des acheteurs potentiels canadiens concurremment avec les acheteurs américains de sorte que les acheteurs éventuels disposent de toute l'information voulue pour négocier et pour éviter toute plainte après le dépôt des contrats signés auprès de l'Office.

Les demandeurs ont reconnu qu'en l'absence de contrats d'exportation en bonne et due forme, la méthode d'intervention en fonction des plaintes, telle qu'elle est établie par l'Office, ne saurait être appliquée. Ils ont indiqué qu'ils accepteraient que toute licence qui pourrait être délivrée soit assortie d'une condition exigeant le dépôt, auprès de l'Office, de tous les contrats d'exportation signés de sorte que tous les acheteurs canadiens puissent les consulter et déterminer s'il y a lieu de déposer une plainte. Les demandeurs seraient disposés à respecter cette exigence à condition que le processus de négociation qu'ils préconisent soit appliqué.

Toutes les SDL qui sont intervenues, exception faite de GMi, ont été appelées à se prononcer sur l'application de la méthode d'intervention en fonction des plaintes dans ce cas précis. (GMi a indiqué clairement qu'elle n'était pas intéressée à négocier l'achat d'une part des volumes du gaz de la région du delta visés par les demandes et qu'elle n'aurait donc aucun motif de plainte.) Greater Winnipeg estime que la méthode d'intervention est à courte vue : elle ne tient pas compte de la situation qui peut évoluer d'ici 15 ans. Étant donné qu'elle n'est pas intéressée à acheter du gaz dès maintenant, elle ne pourrait pas éventuellement déposer une plainte sérieuse. Cependant, elle craint que les licences d'exportation entraînent la mise sous contrat de larges volumes de gaz et que les approvisionnements soient restreints quand elle négociera ses contrats pour la période postérieure à 2003.

D'après Consumers, la méthode d'intervention en fonction des plaintes est un mécanisme permettant à l'Office de s'assurer que les Canadiens et les Américains ont les mêmes possibilités d'acheter du gaz à des conditions concurrentielles convenues à la faveur de négociations concomitantes avec un demandeur. À son avis, les acheteurs potentiels pourraient difficilement déposer une plainte à ce stade puisque les ententes préalables ne précisent pas les modalités contractuelles. Les plaintes ne pourraient pas être rétroactives et elles ne pourraient être faites qu'après le dépôt des contrats d'exportation

auprès de l'Office. Étant donné les difficultés d'application de la méthode d'intervention des plaintes, le long délai de développement et la spécificité du projet d'exportation à l'étude, Consumers estimait que l'Office n'était pas en mesure à ce moment-là de déterminer si une licence définitive pouvait être accordée.

ICG était sensiblement du même avis que Consumers. Elle estimait qu'elle ne pouvait pas déposer une plainte lors de l'audience car elle disposait d'approvisionnements de gaz à long terme, tout en soulignant le fait que les ententes préalables conclues avec les acheteurs potentiels américains n'étaient pas assorties de modalités précises. ICG a demandé d'avoir la même possibilité que les autres d'acheter du gaz du delta tout en reconnaissant que dans les conditions actuelles du marché, elle n'était pas prête à conclure une entente préalable avec les demandeurs.

Union Gas était d'avis que la méthode d'intervention en fonction des plaintes ne pouvait pas être appliquée en principe dans le cadre de l'audience et se demandait si cette méthode pourrait jamais s'avérer efficace. Union a déclaré que même si l'évolution du marché du gaz au cours des 12 ou 15 prochaines années la préoccupait, elle ne pouvait se plaindre maintenant d'une situation hypothétique étant donné qu'elle n'était pas en mesure d'acheter le gaz qui sera vraisemblablement produit dans 12 à 15 ans. Union n'a pas conclu d'entente dans ces conditions, les producteurs n'étant généralement pas disposés à signer des contrats de longue durée et privilégiant les contrats mis à exécution à court terme. Cependant, Union est prête à conclure des contrats avec les demandeurs pour des volumes disponibles en 1996.

Union se demandait si l'Office pouvait estimer que les exigences de la méthode d'intervention en fonction des plaintes étaient satisfaites du seul fait de l'absence de plaintes, car il se peut que des acheteurs ne soient pas intervenus faute de connaissances ou de compréhension du marché du gaz. D'après Union, une plainte peut être déposée seulement si l'acheteur qui s'estime lésé ne peut acheter du gaz provenant d'une source donnée, à un moment précis, et suivant des conditions semblables. Cependant, Union estime que cette méthode d'intervention ne peut s'appliquer à des situations qui pourraient survenir dans un lointain futur. Elle a proposé que la méthode axée sur les conditions du marché attache plus d'importance au gaz qui n'est pas sous contrat qu'aux approvisionnements en gaz.

En réponse à la demande de renseignements adressée par l'Office, l'ACIG a déclaré que les consommateurs industriels du gaz signaient rarement des contrats d'approvisionnement d'une durée supérieure à cinq ans et que, par conséquent, on ne saurait raisonnablement s'attendre à ce qu'ils prévoient leurs besoins jusqu'en 2016 et négocient des contrats d'approvisionnement pour répondre aux besoins cernés. L'Association a elle aussi indiqué qu'elle se préoccupait de la disponibilité du gaz du delta sur le marché canadien au moment où les besoins se feront sentir. Les membres de l'Association n'ont pas eu de pourparlers avec les demandeurs et ils ne sont pas prêts à conclure une entente préalable ou un contrat d'ici le 30 juin 1990. En refusant l'invitation de l'Office de se faire entendre à l'audience, l'Association a indiqué que les consommateurs du secteur industriel ne pouvaient pas porter plainte étant donné qu'ils signent habituellement des contrats d'une durée de cinq ans. Elle a proposé en substance que l'Office octroie une licence as sortie de conditions de nature à garantir que les consommateurs canadiens auront accès au gaz sous licence quand l'Office national de l'énergie aura déterminé que le gaz en question est nécessaire pour répondre aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens.

Si l'on excepte les préoccupations exprimées relativement à l'efficacité de la méthode d'intervention en fonction des plaintes et les observations faites au sujet des modalités contractuelles, dont il est question ci-dessus, aucune société de distribution locale et aucun gouvernement provincial ne s'opposent au projet d'exportation. Plusieurs intervenants ont fait des suggestions sur la façon d'appliquer la méthode d'intervention en fonction des plaintes dans le cas des demandes à l'étude.

ICG et Consumers ont insisté sur le fait qu'elles revendiquaient une égalité des chances et non un traitement préférentiel par rapport aux acheteurs potentiels américains de gaz du delta. Consumers a recommandé que l'Office approuve en principe et délivre une licence obligeant les demandeurs à déposer les contrats signés. Si après le dépôt de ces contrats, aucune plainte n'est déposée, l'Office pourrait alors accorder une licence définitive.

ICG a fait état de la décision GHR-1-87 de l'Office qui indique qu'en ce qui a trait à la méthode d'intervention des plaintes, "la décision peut dépendre en grande partie de l'équivalence entre les conditions contractuelles de l'exportation". Se fondant sur cette déclaration et sur l'article 118 de la Loi, ICG a conclu que l'Office devait indiquer dans sa décision qu'il allait examiner tous les contrats d'exportation qui seraient conclus d'ici juin 1991, date prévue par les demandeurs, avant de délivrer une licence d'exportation inconditionnelle.

Selon l'Ontario, la méthode d'intervention en fonction des plaintes ne sera efficace que si les demandeurs sont tenus de déposer les contrats de vente signés après l'octroi de la licence d'exportation sollicitée.

En réponse, Union a proposé que l'Office délivre des licences assorties de conditions selon lesquelles les demandeurs devraient informer les acheteurs potentiels canadiens de leurs intentions, mener des négociations raisonnables avec les acheteurs de gaz canadiens potentiels et informer l'Office que les négociations ont échoué et que des contrats d'exportation doivent être signés. Union a aussi indiqué qu'elle appuierait la proposition de Consumers, soit l'approbation de principe suivie de l'octroi d'une licence définitive une fois les plaintes réglées. Elle a aussi déclaré que puisque, selon elle, il est trop tôt pour négocier des contrats de vente, l'Office devrait attacher plus d'importance à l'évaluation de l'incidence de l'exportation et, en particulier, aux volumes de gaz ne faisant pas l'objet de contrats mis à la disposition des consommateurs canadiens ainsi qu'aux autres facteurs qu'il juge pertinents dans l'exécution de son mandat aux termes de l'article 118 de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

Le procureur général du Québec a recommandé que l'Office délivre une licence assortie d'une condition obligeant les demandeurs à déterminer les besoins en gaz des consommateurs tant canadiens qu'américains, après quoi elle pourrait délivrer une licence définitive. Le Québec a demandé à l'Office de tenir compte des différences qui existent entre les marchés canadiens et américains du gaz. De façon particulière, il a souligné qu'au Canada, certains clients ne faisant pas partie du marché captif doivent passer des contrats directs d'approvisionnement. Dans le cas du Québec, où ce type de clients constituent 53% du marché du gaz, il est fort difficile pour la province de signer dès maintenant un contrat d'approvisionnement d'une durée de 20 ans qui prendrait effet en 1996 vu la fluctuation des besoins, de cette clientèle. Le Québec a aussi déclaré qu'il encourageait l'Office à réviser le mécanisme qu'il applique pour protéger les besoins des Canadiens, car, selon lui, les modalités en question ne donnent pas a tous les Canadiens les mêmes possibilités d'obtenir des approvisionnements sûrs en gaz canadien. Le Québec n'a pas élaboré sur cette question.

Opinion de l'Office

La méthode d'intervention en fonction des plaintes vise à assurer que les Canadiens ont la même possibilité d'acheter du gaz naturel selon des conditions semblables à celles offertes à d'autres acheteurs sur les marchés canadiens du gaz naturel.

Les demandeurs ont déposé les ententes préalables conclues avec plusieurs sociétés américaines et il semble que certains distributeurs canadiens seraient intéressés à conclure des ententes semblables. Cependant, les demandeurs n'ont négocié aucun contrat ferme renfermant des clauses bien définies. L'Office convient avec toutes les parties qu'on ne saurait appliquer le mécanisme d'intervention en fonction de plaintes dans son intégralité en l'absence de contrats en bonne et due forme. Les acheteurs potentiels doivent pouvoir examiner les modalités des contrats signés afin de déterminer si par suite de leurs négociations avec les demandeurs ou en recourant à d'autres sources d'approvisionnement du marché, ils ont pu acheter du gaz à des conditions semblables.

Étant donné les modalités actuelles des marchés du gaz naturel canadiens, l'Office reconnaît que les acheteurs canadiens peuvent subir des contraintes que les acheteurs potentiels américains ne subissent pas nécessairement quand ils négocient ou signent des contrats pour des volumes de gaz ou des périodes d'application précis. La plupart des sociétés de distribution qui sont intervenues dans le cadre de la présente audience ont négocié récemment avec WGML des contrats d'approvisionnement en gaz de longue durée qui expireront dans 10 à 15 ans. Comme les volumes sous contrat représentent un peu moins de 35% et jusqu'à 100% des besoins des distributeurs, la latitude de ces derniers à s'engager à acheter des volumes importants de gaz du delta est réduite durant la période d'application des contrats avec WGML. Les contrats en question renferment des dispositions relatives à l'autosubstitution. Cependant, aucun intervenant n'a relevé dans les contrats existants une condition ou une contrainte qu'ils auraient contestée dans une convention commerciale normale.

L'Office reconnaît avec certains intervenants que le calendrier des livraisons prévu pour le projet d'exportation à l'étude est inhabituel si l'on tient compte du fait que le gaz sera disponible à compter seulement de 1996. En tant que tel, ce calendrier constitue une dérogation aux modalités habituelles de passation de marchés car les distributeurs ont l'habitude de conclure des contrats prévoyant le démarrage des livraisons à court terme et indiquant ainsi que la plupart des producteurs souhaitent que le gaz soit livré dans les meilleurs délais. Cependant, de l'avis de l'Office, les pratiques de passation de contrats - contrats à court terme seulement ou contrat unique à long terme avec un fournisseur donné traduisent révaluation des risques faite par le consommateur. Le fait que les membres de l'ACIG signent des contrats d'une durée de cinq ans reflète les évaluations commerciales qu'ils ont faites des risques et des coûts inhérents aux contrats de différentes durées. De même, les consommateurs qui ont décidé de s'approvisionner au moyen de ventes directes ou selon des modalités comparables font aussi leur propre évaluation des coûts et des risques associés aux contrats de différentes durées. La méthode d'intervention en fonction des plaintes appliquée par l'Office entend permettre à l'Office de déterminer si toutes les parties

ont eu la même possibilité d'acheter du gaz naturel, mais elle ne vise pas à faire bénéficier de conditions privilégiées aux clients qui, suite à leur analyse des risques commerciaux, optent pour des contrats d'une durée différente de celle des contrats négociés entre les autres intervenants du marché du gaz naturel.

L'Office convient que les acheteurs potentiels canadiens doivent être prêts à négocier dans le même délai que les acheteurs américains et il est d'accord avec les parties à l'audience qui réclament un traitement équivalent mais non préférentiel dans le contexte de négociations concomitantes. L'Office s'attend à ce que les demandeurs donnent à toutes les parties intéressées la même possibilité d'acheter certaines quantités de gaz du delta à des conditions semblables.

Pour s'assurer que les acheteurs potentiels sont tenus au fait du déroulement des négociations et de la date prévue de dépôt des contrats d'exportation signés, et pour faciliter les négociations concomitantes des acheteurs potentiels canadiens et américains avec les demandeurs, l'Office assortirait les licences d'une condition selon laquelle les demandeurs s'engageraient à aviser les acheteurs potentiels canadiens qui ont déclaré leur intérêt à acheter du gaz de la région du delta du Mackenzie des quantités du gaz qu'il est possible d'acheter et leur donner la possibilité d'acheter du gaz de ladite région à des conditions semblables à celles auxquelles le gaz serait exporté, notamment en ce qui a trait au prix.

Plusieurs intervenants et les demandeurs ont recommandé que toute licence d'exportation accordée par l'Office soit assortie d'une condition, à savoir le dépôt de tous les contrats signés de sorte que les consommateurs canadiens puissent les étudier et déterminer, entre autres, si une plainte devrait être déposée. Cependant, aucun intervenant ne s'est opposé au projet d'exportation en alléguant ne pas avoir la même possibilité d'acheter ce gaz.

L'Office reconnaît qu'en l'absence de contrats définissant les conditions des exportations prévues, le mécanisme d'intervention en fonction des plaintes ne peut pas être appliqué comme si les demandes étaient accompagnées de contrats d'exportation. Par conséquent, l'Office accepte que, selon les propositions faites, les licences soient délivrées sous réserve du dépôt des contrats signés et d'un délai subséquent, mettons de 60 jours, pour le dépôt des plaintes par les parties intéressées.

Ainsi, les clients canadiens pourraient étudier les contrats d'exportation signés et déterminer s'ils ont pu conclure des ententes semblables. Cependant, il n'y aurait pas de traitement préférentiel. Le mécanisme d'intervention en fonction des plaintes donne une seule occasion de déposer des plaintes relativement aux conditions des contrats de vente visant le marché intérieur et le marché d'exportation. Il ne permet pas aux acheteurs potentiels de porter plainte à une date ultérieure quelconque pendant la durée d'application des contrats en question.

Si à l'examen des contrats d'exportation signés, un acheteur potentiel s'estime lésé, il doit être prêt à démontrer à l'Office qu'il a essayé d'acheter du gaz et qu'il a négocié avec les demandeurs. En outre, il doit prouver à l'Office qu'il a recherché d'autres sources d'approvisionnement en gaz naturel et que, malgré ses efforts, il n'a pu obtenir des quantités de gaz à des conditions semblables.

L'Office est convaincu qu'en fixant ces conditions, il respecterait l'objet de la méthode d'intervention en fonction des plaintes.

Approvisionnement en gaz des habitants du Nord

Les demandeurs ont déclaré dans leur témoignage qu'ils étaient disposés à négocier des contrats pour l'approvisionnement de marchés susceptibles de se développer dans le Nord et que le prix de vente fixé, si l'on exclut les frais de transport, serait sensiblement inférieur au prix comparable dans le sud du pays, c'est-à-dire le prix en vigueur dans le sud canadien moins les coûts de transport.

L'un des objectifs officiels du projet d'Accord du Nord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.) est d'assurer la mise en valeur ordonnée des ressources pétrolières et gazières et ce, pour le bien du Canada, dans son ensemble, et celui des Territoires du Nord-Ouest, en particulier. À cet égard, plusieurs mémoires présentés par les habitants du Nord ont indiqué que le gaz de la région du delta du Mackenzie devrait être vendu à des prix raisonnables aux collectivités locales.

Dans son mémoire, la Fédération des travailleurs des Territoires du Nord-Ouest a déclaré que les coûts de l'énergie contribuait pour beaucoup au coût de la vie élevé des Territoires du Nord-Ouest et elle a proposé que l'Office détermine si les collectivités du Nord bénéficieraient vraiment du projet d'exportation à l'étude en ayant accès à des approvisionnements abordables. L'assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest a aussi souligné l'importance que le coût et la sécurité de l'approvisionnement en ressources énergétiques revêtent pour les résidents du Nord. La ville d'Inuvik a déclaré qu'elle désirait avoir accès aux approvisionnements en gaz du delta à des prix raisonnables tout comme la ville de Yellowknife et le hameau de Fort McPherson.

Le hameau de Taktoyaktuk (Tuktoyaktuk), qui compte environ 900 habitants, était d'avis que les demandeurs devraient être tenus de répondre aux besoins énergétiques de ses citoyens et des autres collectivités de l'Arctique de l'Ouest et ce, le plus tôt possible. Les Canadians for Responsible Northern Development (CRND) partageaient cette opinion. Le représentant de Tuktoyaktuk a indiqué que l'énergie coûtait cher dans le Nord et que la mise en valeur des réserves de gaz de la région du delta pourrait entraîner une baisse des coûts. La Commission de l'énergie des Territoires du Nord-Ouest a proposé que le gaz naturel soit offert à tout distributeur local autorisé à un prix égal ou inférieur à celui au prix au gisement, après traitement, à l'exportation. Le représentant de Tuktoyaktuk a indiqué que le remplacement des combustibles existants par des produits du gaz, tels que le propane, pourrait avoir des avantages extrêmement souhaitables pour les résidents du Nord. À cet égard, il a recommandé que des études soient menées pour déterminer l'utilisation possible du propane et des autres produits du gaz.

Dans son mémoire, la Inuvialuit Regional Corporation (IRC) a indiqué que dans le Nord, le coût de l'énergie était de deux à trois fois plus élevé que dans les autres régions du pays et que la commercialisation de gaz moins couteux provenant de la région du delta du Mackenzie serait très avantageuse pour les habitants du Nord. À cet égard, elle a indiqué que le prix payé par les utilisateurs finals pourrait être réduit de quelque 30 à 40% dans les collectivités telles qu'Inuvik. Elle estime que les demandeurs devraient être tenus de fournir des volumes de gaz permettant de répondre à la demande du Nord et que les licences soient délivrées à cette condition. En ce qui a trait au prix à payer pour le gaz du delta, elle a proposé que ce prix soit basé sur le prix du marché à la frontière

internationale, duquel on prélèverait les courts du transport de la frontière au point où le gaz est accessible aux collectivités du Nord. Elle a décrit dans ses grandes lignes les avantages potentiels de l'utilisation du propane, notamment dans les collectivités qui ne pourraient pas être desservies par un gazoduc à un coût rentable.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que depuis nombre d'années, le prix des ressources énergétiques est très élevé dans le Nord et que le gaz de la région du delta du Mackenzie, et peut-être le propane, pourraient entraîner une baisse substantielle des coûts. Selon l'Office, les résidents du Nord devraient effectuer d'autres études afin de déterminer le combustible le plus économique pour les diverses collectivités. Dans le cas de collectivités situées à proximité du gazoduc, ce pourrait être le gaz naturel; les autres pourraient opter pour le propane. Quoi qu'il en soit, les volumes de gaz appelés à être utilisés dans cette région seraient limités par rapport aux volumes qui seraient acheminés vers les marchés du Sud.

Compte tenu des engagements pris par les demandeurs, l'Office s'attend à ce que des ententes convenables soient négociées avec les collectivités du Nord et ce, à des conditions en vertu desquelles le prix de vente serait sensiblement inférieur au prix comparable dans le sud du pays. L'Office note que la IRC et les T.N.-O. auraient accès aux approvisionnements de gaz découlant des accords relatifs aux redevances et à l'intérêt économique direct et, qu'au besoin, ces sources d'approvisionnement, même si elles ne seront vraisemblablement pas disponibles avant 2003, pourraient répondre à une partie substantielle des besoins du Nord à ce moment-là. L'Office conclut qu'il lui serait difficile d'inclure dans toute licence éventuelle une condition significative obligeant les demandeurs à approvisionner les collectivités du Nord étant donné qu'on ne connaît pas encore le tracé du gazoduc ni les volumes de gaz dont on aurait besoin pour répondre aux besoins cernés. En outre, cette disposition n'est pas nécessaire puisque les demandeurs se sont engagés à approvisionner les collectivités du Nord. Cette question pourrait être au moment ou serait examinée à nouveau présentée une demande relative aux installations.

Chapitre 6
Évaluation de l'incidence de l'exportation

L'évaluation de l'incidence de l'exportation (EIE) aide l'Office à déterminer si une exportation envisagée risque d'empêcher les Canadiens de satisfaire leurs propres besoins énergétiques à des prix du marché qui soient justes. Un demandeur doit évaluer la mesure dans laquelle les producteurs de gaz naturel canadiens sont capables de répondre à la demande des marchés intérieurs et des marchés d'exportation; l'incidence des exportations prévues sur les prix du gaz naturel au pays; et la capacité des Canadiens de modifier, au besoin, leurs habitudes de consommation énergétique sans grande difficulté.

Il revient au demandeur de démontrer à l'Office que son projet d'exportation n'est pas susceptible d'empêcher les consommateurs canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques aux prix du marché. L'EIE présentée par les demandeurs à l'appui de leur projet d'exportation portait sur ces questions.

Les demandes initiales des demandeurs étaient accompagnées d'une analyse portant sur certains des points exigés. En réponse aux demandes de renseignements formulées par l'Office, les demandeurs ont effectué une analyse quantitative de l'incidence de l'exportation du gaz du delta sur la production totale de gaz au Canada et en Amérique du Nord. D'après cette analyse, la production totale canadienne ne devrait pas augmenter de plus de 500 10^9 pi^3 par année. Le projet des demandeurs devrait entraîner une hausse de production de 400 à 460 10^9 pi^3 par année.

Dans l'évaluation quantitative en question, les demandeurs ont indiqué que les simulations ne reflétaient pas explicitement les coûts d'approvisionnement du gaz du delta, mais que les chiffres avancés refléteraient les coûts indiqués au tableau 6-1, lequel indique que le coût de gaz du delta livré à Caroline serait inférieur au prix du gaz albertain sur toute la période projetée et inférieur aux coûts moyen et marginal du en Alberta pendant presque toute cette période. Les coûts d'approvisionnement du gaz du delta figurant sur ce tableau correspondent de façon générale à ceux analysés au chapitre 2.4, Coûts du gaz naturel.

Les demandeurs sont d'avis que l'exportation du gaz du delta aurait pour effet d'abaisser légèrement les prix du gaz en Amérique du Nord à la fin des années 1990 et par la suite comparativement à ce qu'ils seraient sans cette nouvelle source d'approvisionnement. Cette prise de position repose sur l'hypothèse voulant que les prix du gaz naturel soient concurrentiels dans un marché nord-américain libre de sorte que les prix régionaux s'ajusteront d'eux-mêmes pour assurer l'équilibre de l'office et de la demande de gaz. Les demandeurs prétendent qu'en l'absence du gaz du delta, le marché recourrait à la source d'approvisionnement dont le prix est immédiatement supérieur à celui du gaz du delta, ce qui entraînerait une hausse des prix du marché.

Tableau 6-1

Comparaison des coûts d'approvisionnement[1]

($ US 1988/10³pi³)

année	coût marginal en Alberta	coût moyen en Alberta	coût du gaz naturel livré jusqu'à Caroline	prix moyen en Alberta
1997	2,23	1,77	2,68	2,94
2002	3,48	2,86	2,13	4,28
2007	4,76	4,12	1,90	5,59
2012	6,13	5,45	1,59	6,98
2017	7,70	6,91	1,35	8,25

1 Extrait de la pièce B-83, Réponse à la demande de reseignements n°83, page 5 de 10. Le coût du gaz du delta livré qusqu'à Caroline traduit la baisse graduelle des coûts réels de transport, c'est-à-dire les coûts non étalés.

En réponse à la demande de renseignements de l'Office, les demandeurs ont présenté une analyse quantitative à l'appui de leur argumentation, à l'effet que les prix du gaz seraient plus bas avec l'addition du gaz du delta qu'en son absence. Le cadre d'analyse qu'ils ont utilisé suppose l'existence d'un marché libre, sans barrières commerciales. Dans un tel contexte, l'arrivée de nouveaux approvisionnements sur le marché nord-américain aurait un impact sur la tarification régionale dans tout le continent nord-américain. Cet impact serait fonction de la taille de ces nouveaux approvisionnements par rapport à celle du marché visé.

L'offre prévue de gaz naturel de la région du delta ne constitue qu'un faible pourcentage de la production future totale de gaz naturel en Amérique du Nord (voir les tableaux 6-2 et 6-3). D'après la présente analyse, le gaz du delta aurait pour effet d'abaisser les prix du gaz canadien à la pointe du brûleur de 3,6% et de 2,8% d'ici à 1997 et 2017 respectivement (voir le tableau 6-4), d'où une consommation accrue de 1,7% pendant la période visée (voir le tableau 6-5). Les exportations proposées remplacent la source de gaz qui aurait été la moins coûteuse n'eût été du gaz du delta, et qui aurait donc été choisie.

Tableau 6-2

Production de gaz canadien

$10^{12}pi^3$/année

année	sans le gaz du delta[1]	volumes présumés de gaz du delta	avec le gaz du delta[2]	écart[3] (niveau)
1997	4,436	0,400	4,636	+0,200
2002	4,495	0,400	4,749	+0,254
2007	3,962	0,400	4,463	+0,501
2012	3,375	0,400	3,805	+0,430
2017	3,063	0,400	3,504	+0,441

1 Extrait de la pièce B-66, Réponse à la demande de reseignements n°59 de l'ONE, rapport n°19
2 Extrait de la pièce B-72, Réponse à la demande de renseignements n°77 de l'ONE, annexe A, page 1 de 4, rapport n°19
3 "avec le gaz du delta" moins "sans le gaz du delta".

Tableau 6-3

Production totale de gaz en Amérique du Nord

$10^{12}pi^3$/année

année	sans le gaz du delta[1]	volumes présumés de gaz du delta	avec le gaz du delta[2]	écart[3] (niveau)
1997	19,504	0,400	19,644	+0,140
2002	19,015	0,400	19,194	+0,179
2007	17,332	0,400	17,888	+0,556
2012	17,121	0,400	17,338	+0,217
2017	16,748	0,400	17,016	+0,268

1 Extrait de la pièce B-66, Réponse à la demande de reseignements n°59 de l'ONE, rapport n^{os} 1 et 19.
2 Extrait de la pièce B-66, Réponse à la demande de renseignements n°59 de l'ONE, rapport n°1, et extrait de la pièce B-72, Réponse à la demande de renseignements n°77 de l'ONE, annexe A, page 1 de 4, rapport n°19.
3 "avec le gaz du delta" moins "sans le gaz du delta".

Les demandeurs ont aussi conclu que les consommateurs canadiens sont en mesure de s'adapter à l'évolution des conditions sous-jacentes du marché de façon mesurée et non radicale.

Tableau 6-4

Prix du gaz canadien à la pointe du brûleur[1] avec et sans le gaz du delta

S US 1988/10^3pi^3

année	sans le gaz du delta	avec le gaz du delta	écart[2] (%)
1997	5,22	5,03	-3,6
2002	6,67	6,50	-2,6
2007	8,16	7,89	-2,6
2012	9,53	9,27	-2,7
2017	10,96	10,66	-2,8

1 Extrait de la pièce B-33, Réponse à la demande de reseignements n°29, page 7 de 12, tableau R-29-3.
2 Production "avec le gaz du delta" moins "sans le gaz du delta" exprimée en pourcentage de la production "sans le gaz du delta".

Tableau 6-5

Consommation de gaz au Canada[1] avec et sans le gaz du delta

10^{12}pi^3/année

année	sans le gaz du delta	avec le gaz du delta	écart[2] (%)
1997	2,557	2,597	1,6
2002	2,692	2,736	1,6
2007	2,781	2,832	1,8
2012	2,949	3,000	1,7
2017	3,166	3,220	1,7

1 Extrait de la pièce B-33, Réponse à la demande de reseignements n°29, page 11 de 12, tableau R-29-7.
2 Consommation "avec le gaz du delta" moins "sans le gaz du delta" exprimée en pourcentage de la consommation "sans le gaz du delta".

Opinion de l'Office

Même si l'Office n'accepte pas tous les aspects de la méthode utilisée pour déterminer l'incidence du gaz du delta sur les prix du gaz naturel et sur l'offre et la demande, il est d'accord avec la conclusion générale des demandeurs, à savoir que les exportations envisagées ne devraient exercer qu'un faible effet à la baisse sur les prix du gaz naturel intérieur dans le contexte d'un marché libre.

Le marché pourrait difficilement s'ajuster si on prévoyait des hausses importantes des prix du gaz qui inciteraient les consommateurs de gaz à opter pour d'autres combustibles. Cependant, l'offre de gaz du delta devrait entraîner une baisse modérée des prix du gaz, ce qui ne devrait pas perturber les habitudes des consommateurs, sinon légèrement.

À la lumière de l'évaluation qui précède, l'Office est d'avis que les volumes de gaz visés par les demandes ne risquent pas d'empêcher les Canadiens de répondre à leurs besoins énergétiques futurs à des prix du marché qui soient justes.

Chapitre 7
Analyse avantages-coûts

À l'appui de leurs demandes, Shell, Esso et Gulf ont présenté une analyse avantages-coûts dont les résultats sommaires sont présentés au tableau 7-1. Les premières analyses qui accompagnaient les demandes de Shell et Esso reposaient sur des prix mondiaux du pétrole hypothétiques et sur les prévisions de la demande intérieure figurant dans le rapport d'octobre 1986 intitulé *L'Énergie au Canada : offre et demande 1985-2005* (rapport d'octobre 1986). Quand cette analyse a été actualisée pour tenir compte des volumes proposés par Gulf, on a retenu les hypothèses du rapport d'octobre 1986 et celles du rapport de septembre 1988. Le résumé qui suit porte sur les résultats fondés sur le rapport le plus récent, celui de septembre 1988.

Tableau 7-1

Analyse avantages-coûts, faite par Esso, Shell et Gulf, du projet d'exportation de gaz du delta du Mackenzie

(en milliards de $ 1988, taux d'actualisation de 8 %)

	bas prix mondial du pétrole	**prix mondial élevé du pétrole**
recettes provenant des exportations	8,4	11,3
recettes provenant des condensats	0,7	1,1
moins:		
coûts de production	2,5	2,5
coûts de transport du gaz	4,1	4,1
coûts de transport des condensats	0,3	0,3
=		
avantages directs nets	**2,2**	**5,5**
plus les redressements indirects		
externalités de la main-d'oeuvre	0,2	0,2
externalités des droits, flux de capitaux é rangers et change	0,4	0,6
coûts d'utilisation	-1,5	-3,7
redressements indirects nets	-1,0	-3,0
=		
avantages sociaux nets	**1,3**	**2,5**
ratio avantages-coûts	**1,16**	**1,24**

D'après l'analyse faite par les demandeurs, les exportations prévues devraient se traduire par des avantages nets pour le Canada s'établissant entre 1,3 milliard $ (VA)[1] et 2,5 milliards $ (VA) selon les scénarios de prix bas et de prix élevé[2] respectivement, le taux d'actualisation étant de 8 %.

Les scénarios de prix bas et de prix élevé du pétrole reposent sur des hypothèses différentes quant aux prix, aux coûts et à la demande de gaz naturel. L'estimation des avantages sociaux bruts faite par les demandeurs est la somme des recettes associées à la vente des volumes de gaz prévus à la frontière canadienne et des recettes tirées de la vente des sous-produits obtenus par le traitement du gaz. Étant donné qu'aucun contrat d'exportation n'a encore été signé, les points d'exportation n'ont pas été désignés. Pour illustrer la rentabilité du projet, les demandeurs ont présumé dans leur analyse que les volumes d'exportation seraient de 223 PJ (212 10^{12} Btu) par année à Kingsgate, de 223 PJ (212 10^{12} Btu) à Monchy et de 41 PJ (39 10^{12} Btu) par année à Niagara. La ventilation des exportations par point d'exportation était identique pendant toute la période visée.

Les estimations des recettes tirées des exportations ont été estimées pour deux projections des prix du gaz naturel à Kingsgate, Monchy et Niagara. Ces projections reposaient sur les scénarios de prix bas et de prix élevé de pétrole décrits dans le rapport de septembre 1988. Le produit des ventes à l'exportation était estimé à 11 344 millions $ (VA) et à 8 368 millions $ (VA) selon les scénarios de prix élevé et de prix bas respectivement.

Les seuls sous-produits dont ils ont tenu compte dans l'analyse sont les condensats extraits des volumes de gaz de Gulf et Esso aux usines de traitement au gisement. Ils ont supposé que les volumes initiaux, 1 170 10^3 m^3 ou 7 359 10^3 barils, chuteraient après 2005, traduisant d'une part, le contenu changeant des réserves qui devaient être raccordées et d'autre part, l'épuisement des réserves. Ils ont supposé que les prix des condensats seraient constants en termes réels et s'établiraient à 221 $ le mètre cube ou 35 $ le baril (dollars de 1988) dans le scénario de prix élevé à 143 $ le mètre cube ou 23 $ le baril (dollars de 1988) dans le scénario de prix bas. Les recettes tirées des sous-produits étaient estimées à 1 105 millions $ (VA) et à 715 millions $ (VA) selon les deux scénarios respectivement.

Les coûts de production liés aux puits de développement, aux conduites d'amenée et aux usines de traitement et, à un stade plus avancé, à l'aménagement d'îles artificielles nécessaires pour les exportations prévues devraient être d'environ 2 520 millions $ (VA). Ils ont supposé que les coûts sociaux d'approvisionnement unitaires,[3] à la sortie de l'usine de traitement, attribuables aux volumes proposés par les demandeurs s'établiraient à 1,00 $/GJ ou 1,05 $/$10^6$ Btu (VA). Les coûts engagés avant 1989 n'ont pas été inclus car il s'agit de coûts amortis.

Comme on l'a indiqué au chapitre 4, la livraison du gaz et des condensats aux marchés nécessiterait la construction d'installations pipelinières distinctes. L'analyse avantages coûts-prévoit une somme de 3 341 millions $ (VA) pour l'aménagement d'un gazoduc hypothétique d'une capacité de 489 PJ (465 10^{12} Btu) par année qui relierait le delta du Mackenzie à Caroline, en Alberta. Les coûts

---

1 VA (valeur actualisée) signifie dollars de 1958 à un taux d'actualisation de 8%.

2 Les scénarios de prix bas et de prix élevé sont des hypothèses quant aux prix mondiaux du pétrole.

3 Les coûts sociaux englobent les coûts d'immobilisations et d'exploitation par unité de production, excluant les redevances, impôts, subventions ou paiements d'encouragement, actualisés selon le coût estimé d'opportunité social du capital au Canada.

d'exploitation autres que le coût du combustible inclus dans cette estimation étaient de 66 millions $ (dollars de 1988) par année. Ils ont supposé que la perte au titre du combustible serait de 3,8 %.

La valeur actuelle des coûts d'immobilisations et d'exploitation imputables au transport des volumes de gaz proposés, de Caroline à la frontière américaine, était estimée à 716 millions $ (VA). Ces coûts ont été calculés en fonction d'un pipeline hypothétique à deux tronçons, l'un reliant Caroline à Kingsgate et l'autre, Caroline à Monchy, comme on l'a indiqué au chapitre 4. Cette estimation comprend les volumes de combustible de 1,4 % qu'il faudrait acheter auprès de sources d'approvisionnement du sud canadiens et évaluer selon la moyenne des rentrées nettes en Alberta dans les deux scénarios de prix.

Ils ont supposé que les condensats seraient expédiés sur un nouveau pipeline de condensat reliant le delta du Mackenzie à Norman Wells et s'ajouteraient aux volumes appelés à baisser qui sont acheminés sur le gazoduc Norman Wells de Pipeline Interprovincial Limitée. Les coûts supplémentaires totaux étaient estimés à 286 millions $ (VA).

Dans leur analyse avantages-coûts, les demandeurs ont redressé certains cours lorsque ceux-ci ne traduisaient pas la valeur réelle du gaz pour le Canada.

Les demandeurs ont présumé que les emplois liés à la mise en valeur étaient temporaires et que les emplois liés à l'exploitation étaient permanents. En outre, ils ont dressé une liste d'emplois semi-permanents pour indiquer que la mise en valeur de nouveaux champs de gaz naturel dans la région du delta constituait un long processus. Les demandeurs ont présumé que le coût d'opportunité social de la main-d'oeuvre[1] représentait 90% de la masse salariale au titre de l'aménagement, 70% du coût de la main-d'oeuvre pour l'exploitation, et 80% des coûts de la main-d'oeuvre pour la mise en valeur des futurs gisements de gaz naturel dans la région du delta. Ces redressements sont fondés sur l'information sur le marché du travail dont on disposait en 1984. Les demandeurs ont indiqué que même si la diminution du taux de chômage depuis 1984 devrait exercer un effet à la baisse sur ce redressement, le chômage dans le Nord tendrait à le maintenir au niveau indiqué. La baisse des coûts de main-d'oeuvre était donc estimée à 158 millions $ (VA).

---

[1] Le coût d'opportunité social relatif à la main-d'oeuvre est la valeur attribuée à l'activité qui aurait été celle des travailleurs en l'absence du projet. En général, ce coût est différent du coût financier de la main-d'oeuvre en raison des impôts, des cotisations d'assurance-chômage et du taux de chômage. Le coût d'opportunité social varie selon qu'il s'agit d'emplois permanents ou d'emplois temporaires. Si le projet comportait la mutation de travailleurs déjà en poste, le coût d'opportunité serait le coût social de la perte de rendement qui en découle. Cela représenterait approximativement le salaire avant impôt du poste laissé vacant. Dans les cas des travailleurs sans emploi embauchés pour le projet, la valeur maximale du coût d'opportunité est le salaire après impôt, soit le montant que les travailleurs voient et qui les incite à offrir leurs coûts en double. Ce serait-là la valeur maximale parce que les travailleurs en question auraient pu accepter un emploi moins bien rémunéré, si l'on leur en avait offert un, ce qui aurait constitué le coût d'opportunité de leur temps. En outre, l'impact économique de la création d'emplois temporaires diffère de beaucoup de celui de la création d'emplois permanents. La création d'emplois temporaires peut attirer des travailleurs qui, une fois le travail terminé, pourront recevoir des prestations d'assurance-chômage auxquelles ils n'auraient été admissibles si le projet n'avait pas été réalisé. Ces prestations additionnelles constituent le coût social de l'emploi de ces travailleurs. La création d'emplois permanents, par contre, a en général pour effet de réduire le nombre d'employés temporaires et, par conséquent, la somme des prestations d'assurance-chômage futures. Le coût d'opportunité social des emplois permanents serait donc inférieur à celui des emplois temporaires. C'est la durée de l'emploi qui lui confère son caractère permanent ou temporaire.

Dans une analyse des avantages et des coûts sociaux, seuls les coûts et les avantages réels sont inclus. On ne fait pas état des modalités de paiement. Ces paiements sont des transferts entre les bénéficiaires et les fournisseurs de biens et de services plutôt que des coûts ou des avantages réels. Si on incluait et les coûts, et les transferts, on calculerait les services, dont on déduit les prestations d'assurance-chômage après impôt. Par conséquent, les demandeurs ont exclu les taxes foncières, l'impôt sur le revenu fédéral et provincial et toutes redevances car ces éléments ne constituent pas le coût de l'apport gouvernemental au projet, mais plutôt des paiements de transfert.[1] En outre, d'après les demandeurs, le gouvernement fédéral pourrait recevoir 39 millions $ (VA) en droits d'importation. Cette somme a été soustraite des coûts.

Le projet devrait entraîner l'entrée au pays de devises américaines. Les demandeurs ont appliqué un report ou une différence de change de 5 %[2] aux recettes brutes à la frontière moins les importations et les capitaux d'investissement étrangers nets. Le coût social du taux de change a été estimé à 396 millions $ (VA) et à 545 millions $ (VA) selon les scénarios de prix bas et de prix élevé respectivement.

Les demandeurs ont indiqué qu'ils avaient inclus les coûts environnementaux dans leur analyse en soulignant toutefois qu'il est difficile de distinguer les coûts liés à la protection de l'environnement de ceux qui découlent de l'application des règles techniques à la conception et à la construction d'un gazoduc ou d'installations de production. Les estimations des coûts du gazoduc comportaient une somme de 180 millions $ (dollars de 1988) pour la protection de l'environnement et la remise en état du site. En outre, les demandeurs ont déclaré que la provision de 21 % pour les coûts imprévus inclus dans cette estimation des coûts s'appliqueraient, en partie, à ces coûts environnementaux. Les demandeurs ont indiqué qu'ils n'avaient pas essayé d'évaluer les répercussions environnementales et socio-économiques du gazoduc hypothétique car celles-ci seront examinées si une demande relative aux installations est présentée en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONE.

Les demandeurs ont estimé les coûts d'utilisation[3] associés aux exportations visées par les demandes en se servant des estimations des coûts d'approvisionnement, des réserves traditionnelles supplémentaires et des prévisions de la demande contenues dans le rapport de 1988, à quelques modifications près. On trouve dans le rapport de 1988 les coûts unitaires des additions aux réserves de l'Ouest canadien mais non les coûts applicables aux réserves pionnières de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Pour le gaz provenant de ces réserves des régions pionnières, les demandeurs ont modifié la courbe des coûts d'approvisionnement de l'Office pour inclure les 9 EJ (8 550 $/10^{12} Btu) de gaz du delta livrés en Alberta et évalués à 2,33 $/GJ (2,45 $/10^{6} Btu) ainsi que

---

1 Le taux d'actualisation a été déterminé en fonction implicitement du recouvrement des coûts sous-jacents à ces transferts; il prévoit un taux de rendement sur tout le capital social investi dans le projet.

2 D'aucun prétendent que la différence du change applicable aux coûts et aux avantages exprimés en devises étrangères s'impose parce que les droits, les tarifs et les subventions font en sorte que le cours des devises étrangères est inférieur au cours réel. On avance donc que toute entrée de devises étrangères découlant de l'augmentation des exportations est avantageuse si elle entraîne une valorisation du taux de change, compensant ainsi l'effet distortionnaire des droits, tarifs et subventions.

3 Les nouvelles exportations exigent la mise en valeur de réserves de gaz plus coûteuses pour répondre à la demande intérieure et à l'autre demande d'exportation, et ce, plus tôt qu'en l'absence des nouvelles exportations. L'augmentation des coûts imputables à ces autres demandes constitue le coût d'utilisation des nouvelles exportations.

10 EJ (9 500 $/10^{12}$ Btu) additionnels du gaz du delta et de la mer de Beaufort évalués à 2,51 $/GJ (2,64 $/10^{6}$ Btu) (dollars de 1988) dans le scénario de bas prix et à 2,57 $/GJ (2,71 $/10^{6}$ Btu) (dollars de 1988) dans le scénario du prix élevé. Dans leur analyse, les demandeurs ont évalué toutes les autres réserves des régions pionnières à 4,78 $/GJ (5,03 $/10^{6}$ Btu) (dollars de 1988) et à 6,66 $/GJ (7,01 $/10^{6}$ Btu) (dollars de 1988) selon les scénarios de prix bas et de prix élevé respectivement.

Pour calculer les coûts d'utilisation, les demandeurs ont utilisé, dans leur scénario de référence, les prévisions de la demande intérieure de gaz naturel figurant dans le rapport de 1988 auxquelles ils ont ajouté les exportations de gaz naturel présentement autorisées. Dans leur scénario "exportations incluses", ils ont inclus les volumes visés dans leurs demandes et les volumes prévus dans leur scénario de référence. Le coût d'utilisation est la différence entre la valeur actuelle des coûts du scénario de référence et celle des coûts du scénario "exportations incluses" de laquelle on soustrait le coût de production direct. Parce que les volumes d'exportation sous licences au moment de l'analyse chutent radicalement après 1994, on obtient une estimation de la demande du scénario de référence dans laquelle les exportations sont inférieures à 500 PJ (475 10^{12} Btu) en 1998 et diminuent par la suite pour se situer à 121 PJ(115 10^{12} Btu) en 2004.

Dans leur analyse, les demandeurs ont utilisé des taux d'actualisation de 6, 8 et 10 %.

Les demandeurs ont conclu qu'étant donné que leur projet se traduirait par des avantages allant de 1,3 milliard $ (VA) dans le scénario de prix bas à plus de 2,5 milliards $ (VA) dans le scénario de prix élevé, calculés selon les prévisions contenues dans le rapport de septembre 1988, il est clair qu'il est conforme à l'intérêt public canadien.

Les Dénés et les Métis ont indiqué qu'à leur avis, la preuve produite ne permettait pas à l'Office de déterminer si la délivrance des licences d'exportation sollicitées serait dans l'intérêt public.

Les Dénés et les Métis ont déclaré que l'analyse avantages-coûts fournie par les demandeurs ne tenait compte de facteurs socio-économiques tels que l'incidence sur la culture, l'éducation et la santé publique. En outre, ils ont indiqué que l'analyse ne comportait aucun redressement pour les coûts liés aux répercussions régionales cumulées. À leur avis, non seulement l'octroi des licences sollicitées aurait un impact mais, qui plus est, la construction d'un gazoduc entraînerait la mise en valeur d'autres gisements de pétrole et de gaz et aurait donc d'autres impacts. Ils estiment qu'une analyse complète doit porter sur toutes ces répercussions. En outre, ils se demandent si les coûts environnementaux indiqués dans l'analyse des demandeurs n'ont pas été sous-estimés.

En résumé, les Dénés et les Métis ont déclaré que la démarche globale adoptée par les demandeurs pour l'analyse avantages-coûts pourrait convenir dans le cas de l'agrandissement des pipelines du Sud et de l'augmentation des exportations provenant de cette région, mais qu'elle ne se prêtait pas aux régions pionnières car elle ne tient pas compte des répercussions régionales cumulées. Dans le Sud, ces répercussions pourraient être négligeables, mais dans le Nord, elles pourraient s'avérer importantes et nécessiter l'application de mesures d'atténuation qui n'élimineraient peut-être pas tous les effets potentiellement néfastes. Ils soutiennent que le projet d'exportation pourrait se traduire par des avantages nets pour le Canada, mais qu'il faudrait en déduire les coûts potentiels que les collectivités régionales et, en particulier les Dénés et les Métis, pourraient devoir absorber.

Opinion de l'Office

L'Office évalue habituellement l'analyse avantages-coûts faite par les demandeurs en effectuant sa propre analyse pour déterminer s'il juge les hypothèses avancées de la même façon que les demandeurs. Les résultats de l'Office sont présentés au tableau 7-2 de la page 34.

Comme on l'a indiqué précédemment, les prévisions des demandeurs relatives au prix moyen du gaz d'exportation étaient fondées sur les données figurant dans le rapport de septembre 1988.

Tableau 7-2

Analyse avantages-coûts, faite par l'ONE, du projet d'exportation de gaz du delta du Mackenzie

(en milliards de $ 1988, taux d'actualisation de 8 %)

	bas prix mondial du pétrole	prix mondial élevé du pétrole
recettes tirées des exportations	9,3	12,9
recettes tirées des condensats	0,7	1,1
moins:		
coûts de production	2,5	2,5
coûts de transport du gaz	4,1	4,2
coûts de transport des condensats	0,3	0,3
=		
avantages directs nets	**3,1**	**7,0**
plus les redressements indirects1:		
externalités de la main-	0,2	0,2
d'oeuvre coûts d'utilisation	-2,2	-5,9
redressements indirects nets	-2,0	-5,7
=		
avantages sociaux nets	**1,1**	**1,3**
ratio avantages-coûts	**1,13**	**1,10**

1 Les redressements indirects comprennent une somme de 39 millions $ (VA) pour les droits nets.

D'après ces prévisions, le prix du gaz devrait s'établir à 3,77 $/GJ (3,97 $/$10^6$ Btu) (dollars en 1988) dans le scénario de prix bas et à 5,12 $/GJ (5,39 $/$10^6$ Btu) (dollars de 1988) dans le scénario de prix élevé en 2005. Les demandeurs ont présumé que par après, le prix moyen chuterait à 3,59 $/GJ (3,78 $/$10^6$ Btu) et à 4,91 $/GJ (5,17 $/$10^6$ Btu) d'ici 2016, selon les scénarios de prix bas et de prix élevé respectivement. Dans son analyse, l'Office a utilisé des prix semblables à ceux des demandeurs jusqu'en 2005, mais, par la suite, les prix de l'Office poursuivent leur montée reflétant l'augmentation des coûts marginaux des réserves permettant de répondre à la demande prévue par l'Office. Cette prévision de la demande est supérieure à celle des demandeurs parce qu'elle englobe les exportations prévues. Le tableau 7-2 indique que

si on applique les hypothèses de l'Office, les recettes tirées des exportations sont supérieures à celles prévues par des demandeurs. Comme on l'a souligné précédemment, l'analyse des demandeurs comporte une perte moyenne de 5 % au titre du combustible dans le cas du gaz livré à Niagara. Étant donné qu'une analyse avantages-coûts repose sur les avantages et les coûts marginaux, l'Office est d'avis qu'il faudrait appliquer un coefficient de perte de 10 %. En appliquant le taux de 1,1 % prévu par les demandeurs dans le cas des exportations à Kingsgate et Monchy et le taux de 10 % indiqué ci-dessus dans le cas des exportations à Niagara, et en utilisant les prévisions du prix albertain conformes aux scénarios de prix bas et de prix élevé, l'Office a estimé les coûts en combustible à 154 millions $ (VA) dans le scénario de prix bas et à 219 millions $ (VA) dans le scénario de prix élevé.

Comme on l'a indiqué précédemment, l'analyse des demandeurs prévoit une différence de taux de change évaluée à 396 millions $ (VA) dans le scénario de prix bas et à 545 millions $ (VA) dans le scénario de prix élevé. Ce redressement n'est justifié que si l'on estime que les droits, les subventions et les tarifs sont réellement distortionnaires en ce sens qu'ils sont la source d'un écart entre les prix exprimés en devises canadiennes et les prix en devises étrangères dans un marché qui fonctionne convenablement. Cependant, on pourrait prétendre que ces droits et tarifs ont été appliqués pour corriger les imperfections antérieures du marché. En outre, le redressement prévu suppose que les droits, les subventions et les tarifs continueront d'être appliqués pendant la période à l'étude, ce qui va à l'encontre du traité de libre-échange canado-américain et de la suppression éventuelle des barrières commerciales avec les autres pays dans le cadre des négociations du GATT.[1] L'Office n'est pas persuadé que ce redressement pour gains de change constituant un avantage social soit vraiment justifié. Par conséquent, il l'a omis dans son analyse.

Les répercussions socio-économiques, telles que les répercussions sur la culture et les modes de vie, sont en général très difficiles à quantifier. Dans leur analyse, les demandeurs ont quantifié explicitement un impact socio-économique particulier, soit les avantages découlant de la création d'emplois dans le Nord, facteur qui a été inclus dans le rajustement des coûts de la main-d'oeuvre (coup d'opportunité social de la main-d'oeuvre traité plus haut). En outre, l'estimation des coûts liés au gazoduc, faite par les demandeurs, prévoit une provision de 21 % qui absorberait, en partie, les coûts environnementaux et socio-économique associés à ce gazoduc hypothétique. Cependant, les demandeurs n'ont pas indiqué clairement quelle part servirait à absorber ces coûts ni quelle partie ne serait qu'une provision advenant une escalade imprévue des coûts d'ingénierie et de construction du gazoduc. Dans son analyse, l'Office a utilisé l'estimation des coûts du gazoduc faite par les demandeurs et il a effectué des essais de sensibilité relativement à cette estimation.

L'Office souligne que dans le cadre de l'examen d'une demande relative à un pipeline, il procède à une étude approfondie des plans conçus pour accroître les avantages et atténuer les effets néfastes pour des groupes tels que les Dénés et les Métis. En outre, étant donné qu'à ce moment-là, les plans d'aménagement et de production des champs

---

[1] General Agreement on Tariffs and Trade (Accord général sur les tarifs et le commerce)

de gaz des demandeurs ainsi que le projet de gazoduc seront plus avancés, on disposera de plus de données pour quantifier les répercussions socio-économiques environnementales et infrastructurelles qui pourraient être associées aux activités de production ainsi qu'à la construction et à l'exploitation du gazoduc. Dans la mesure où ils peuvent être quantifiés, ces impacts seraient inclus dans l'analyse avantages-coûts du projet de gazoduc.

L'Office n'accepte pas la méthode utilisée par les demandeurs pour calculer les coûts d'utilisation. À son avis, la prévision, faite par les demandeurs, de la demande d'exportation en l'absence de leur projet d'exportation sous-estime les exportations qui pourraient être acheminées pendant la période de prévision. Qui plus est, la prévision faite par les demandeurs suppose que les installations pipelinières seraient sous-utilisées à mesure que les licences existantes expireraient et qu'il n'y aurait pas d'autres débouchés pour le gaz naturel canadien à l'étranger.

Selon l'Office, un autre aspect indésirable du recours aux exportations sous licences pour la prévision de la demande serait le traitement inégal éventuel des demandes visant des exportations, c'est-à-dire que deux demandeurs, dont les volumes et les dispositions contractuelles seraient identiques, seraient évalués différemment selon que le niveau des exportations faites sous licences différerait au moment où chaque demande serait présentée.

Il y a des coûts d'utilisation parce que l'accroissement de la production à partir des gisements actuels devance le moment où des gisements entraînant des coûts d'exploitation plus élevés doivent être mis en valeur. Ainsi, le coût d'utilisation est une fonction du profil de production du gaz dans le temps et n'a pas de lien direct avec le niveau des exportations sous licences. Selon l'Office, dans le cadre d'une politique d'exportation axée sur le marché, la démarche appropriée consiste à utiliser une prévision raisonnable de la demande d'exportation en l'absence des volumes visés et, comme cela se fait pour les autres composantes de l'analyse, à évaluer la sensibilité des estimations des coûts d'utilisation à des niveaux d'exportations futurs, plus faibles ou plus élevés.

Pour justifier leur utilisation des exportations sous licences, les demandeurs ont déclaré qu'aux fins du calcul des coûts d'utilisation, les exportations non encore autorisées ne devraient pas intervenir dans l'analyse des coûts et des avantages de leur projet: seules la demande intérieure et les exportations sous licences devraient être prises en compte. En outre, les demandeurs ont fait état de la lettre de l'Office datée du 19 décembre 1984 portant sur l'analyse avantages-coûts. Cette lettre visait à normaliser les hypothèses devant présider à l'analyse avantages-coûts de certaines demandes relatives à des installations à cette époque. Elle ne se voulait pas une directive de l'Office sur la méthode à utiliser pour les demandes futures relatives à des exportations ou des installations. En outre, dans sa lettre, l'Office affirmait en substance que les hypothèses doivent être posées en fonction des besoins futurs en gaz naturel canadien des marchés intérieurs et des marchés d'exportation, avec et sans les ventes de gaz naturel supplémentaires. De l'avis de l'Office, étant donné la situation actuelle, il est d'à-propos de considérer les besoins des marchés d'exportation comme une prévision raisonnable des exportations totales de gaz naturel.

Pour son estimation des coûts d'utilisation, l'Office s'est servi des prévisions de la demande intérieure et de la demande d'exportation indiquées dans les scénarios de prix bas et de prix élevé du rapport de septembre 1988. Il a ensuite déduit de ces prévisions les volumes visés par les demandes pour déterminer le profil de production en l'absence de ces exportations. Les coûts totaux de production supplémentaires attribuables aux exportations visées par les demandes ont ensuite été calculés comme suit :

1) la valeur nette actuelle des coûts totaux de production de toute la production prévue, avec les exportations proposées; moins

2) la valeur actuelle des coûts totaux de production de toute la production prévue, sans les exportations proposées.

Les coûts totaux de production supplémentaire représentent donc le coût direct des exportations et les coûts d'utilisation connexes. Par conséquent, si on soustrait les coûts directs de production des demandeurs des coûts totaux de production supplémentaire, on obtient les coûts d'utilisation estimés attribuables aux exportations visées par les demandes. La méthode adoptée par l'Office donne lieu à des coûts supérieurs aux coûts estimés par les demandeurs parce que la production cumulative est plus élevée quand on utilise l'estimation des exportations prévues au lieu de l'estimation des exportations sous licences.

Pour calculer les coûts d'approvisionnement unitaires utilisés pour l'estimation des coûts de production supplémentaire, l'Office présume que l'industrie relèvera le défi que posent les bas prix du pétrole en réduisant les coûts de production au moyen de nouvelles technologies et d'autres mesures de réduction des coûts. Les coûts d'approvisionnement unitaires estimés par l'Office sont donc plus bas dans le scénario de prix bas que dans le scénario de prix élevé du pétrole mondial. Dans l'analyse avantages-coûts de son scénario de référence (scénario de prix bas et scénario de prix élevé), l'Office a utilisé les estimations, faites par les demandeurs, des coûts de leur gaz, soit 2,33 $ GJ (2,45 $/$10^6$ Btu) en dollars de 1988, c'est-à-dire qu il a utilisé le même coût du gaz dans les deux scénarios. Pour le gaz provenant d'autres régions que celle du delta, l'Office a utilisé le volume et les coûts d'approvisionnement unitaires estimés dont il est question au chapitre 2 pour le scénario de prix bas. Conformément à la méthode utilisée dans le rapport de septembre 1988, les coûts d'approvisionnement unitaires des autres réserves terrestres et extra-côtières indiqués au tableau 2-8 ont été haussés de 20 % pour le scénario de prix élevé.

Dans son analyse, l'Office présume que le gaz de la région du delta du Mackenzie serait produit même si le projet d'exportation à l'étude n'était pas approuvé. Dans le scénario excluant les exportations visées, on présume que la production de ce gaz des régions pionnières débuterait en 2004 dans le scénario de prix bas et en 1999 dans le scénario de prix élevé. Pour ces années-là, le coût social du gaz des régions pionnières, soit 2,33 $/GJ (2,45 $/$10^6$ Btu) pour une période d'amortissement de 20 ans des coûts du gazoduc, se compare avantageusement au coût social de la source d'approvisionnement du sud canadien marginale. Le projet d'exportation aurait pour effet d'avancer la construction d'un gazoduc dans le Nord de sorte que la production de ce gaz pourrait débuter en 1997. Donc, dans le scénario avec les exportations, ces

installations sont déjà "prévues" et les coûts connexes sont recouvrés à même les exportations proposées. Une fois les licences expirées, les installations pipelinières seraient utilisées pour répondre à d'autres demandes. La capacité de ce gazoduc est estimée à 487 PJ (463 10^{12} Btu) par année tant dans le scénario "avec exportations" que dans celui "sans exportations".

L'Office a mené quelques analyses de sensibilité concernant le taux d'actualisation social, les coûts liés au gazoduc, les points d'exportation proposés, les coûts d'utilisation et les prix d'exportation du gaz. Les résultats sont résumés au tableau 7-3 et sont analysés ci-après.

L'Office a évalué la sensibilité des avantages nets à des taux d'actualisation réels de 6, 8 et 10 %. Les coûts associés à de nouvelles installations pipelinières sont engagés pendant les années subséquentes de la période analysée tandis que les recettes tirées des exportations sont comptabilisées dans les dernières années. Lorsque le taux d'actualisation diminue, la hausse de la valeur actualisée des recettes est supérieure, toutes proportions gardées, à la valeur actualisée des coûts les aux installations pipelinières. Donc, les avantages nets s'accroissent à mesure que le taux d'actualisation diminue. Les coûts d'utilisation sont aussi engagés pendant la dernière partie de la période d'analyse : ils tendent donc à annuler les augmentations de la valeur actualisée des recettes à mesure que le taux d'actualisation diminue. Étant donné que les coûts d'utilisation sont relativement plus élevés dans le scénario de prix élevé, cela signifie que la ventilation des avantages nets est moindre dans le scénario de prix élevé que dans le scénario de prix bas.

Tableau 7-3

Analyse de sensibilité des avantages nets du projet d'exportation de gaz du delta du Mackenzie

(en milliards de $ 1988, taux d'actualisation de 8% sauf indication contraire)

	avantages nets	
	bas prix mondial du pétrole	**prix mondial élevé du pétrole**
taux d'actualisation social		
6%	2,0	1,7
8% (scénario de référence)	1,1	1,3
10%	0,5	0,9
coûts liés au gazoduc		
hausse de 30% des coûts d'immobilisations	0,7	1,2
baisse de 30% des coûts d'immobilisations	1,5	1,4
hausse des coûts d'exploitation	0,6	0,8
points d'exportation proposés		
avec l'aménagement d'installations jusqu'à Niagara	1,0	1,2
en supposant que tout le gaz est exporté à Kingsgate et Monchy	1,0	1,2
coûts d'utilisation - niveau des exportations		
capacité du gazoduc	1,2	2,7
exportations de 1,8 EJ par année	0,8	0,7
exportations de 2,0 EJ par année	0,6	0,2
coûts d'utilisation - coûts d'approvisionnement unitaires		
hausse de 20% des additions aus réserves du BSOC[1]		
coûts d'approvisionnement	0,2	0,7
prix filets plus élevés	1,0	0,9
prix à l'exportation du gaz		
prix des demandeurs	0,2	-0,2
prix haussés de 10%	2,0	2,5
prix réduits de 10%	0,2	0,0

1 Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada

Comme on l'a mentionné au chapitre 4, on ne saurait déterminer avec certitude les courts d'immobilisations et d'exploitation des gazoducs hypothétiques qui relieraient la région du delta à Caroline, et Caroline à Kingsgate et Monchy. Pour évaluer la sensibilité des avantages nets estimés à la modification des coûts de construction des gazoducs, on a appliqué une augmentation et une diminution de 30 % des coûts d'immobilisations. En outre, si on utilise les coûts d'immobilisations prévus dans le scénario de référence, les coûts d'exploitation passent de 66 millions $ (dollars de 1988) à 147 millions $ (dollars de 1988) par année pour le gazoduc reliant la région

du delta à Caroline et de 6,7 millions $ (dollars de 1988) à 20 millions $ (dollars de 1988) par année pour le gazoduc reliant Caroline à Kingsgate et Monchy. Comme l'indique le tableau 7-3, une hausse de 30 % des coûts de construction d'un gazoduc qui relierait la région du delta à Caroline signifierait encore des avantages nets pour le Canada et ce, selon les deux scénarios de prix. Cependant, ces avantages nets seraient réduits à 0,7 milliard $ (VA) et à 1,2 milliard $ (VA) selon les scénarios de prix bas et de prix élevé respectivement. Une baisse de 30 % des coûts de construction du gazoduc feraient passer les avantages nets à 1,5 milliard $ (VA) et à 1,4 milliard $ (VA) selon les scénarios de prix bas et de prix élevé respectivement. Une hausse des coûts d'exploitation du gazoduc réduirait les avantages nets à 0,6 milliard $ (VA) dans le scénario du prix bas et à 0,8 milliard $ (VA) dans le scénario de prix élevé.

Même si l'analyse des demandeurs supposait qu'un volume additionnel de 41 PJ (39 10^{12} Btu) de gaz par année serait exporté à Niagara, elle ne tenait pas compte des coûts d'immobilisations supplémentaires associés au prolongement du gazoduc de TransCanada Pipelines Limited jusqu'à Niagara. D'après l'Office, si on tient pour acquis que sans le projet d'exportation, aucune volume supplémentaire de gaz ne serait acheminé à Niagara, il faudrait prévoir dans l'analyse une somme pour les installations pipelinières en question. L'Office a effectué une analyse de sensibilité concernant le devancement de l'aménagement, pendant la durée d'application des licences sollicitées (20 ans), d'une boucle d'environ 170 km (106 milles) et d'installations de compression de 40 MW (53 640 CV) pour le gazoduc de TPCL, représentant un total de quelque 212 millions $ (dollars de 1988) et une somme additionnelle de 38 millions $ (dollars de 1988) pour le réseau NOVA-Foothills entre Caroline et Empress et 19 millions $ (dollars de 1988) pour le réseau de Union. On a présumé que les besoins globaux en combustible pour le transport du gaz de Caroline à Niagara serait de 10 %. Ces hypothèses aboutissent à une légère réduction des avantages nets, lesquels passent à 1 milliard $ (VA) dans le scénario de prix bas et à 1,2 milliard $ (VA) dans le scénario de prix élevé, comme l'indique le tableau 7-3.

Par ailleurs, on pourrait présumer que la capacité du gazoduc hypothétique permettrait d'exporter tout ce gaz jusqu'à Kingsgate et Monchy. Dans ce cas, le prolongement des gazoducs de TPCL, Foothills, NOVA et Union se s'imposerait pas. Par contre, les recettes tirées des exportations chuteraient de 9,3 milliards $ (VA) à 9,1 milliards $ (VA) dans le scénario de prix bas et de 12,9 milliards $ (VA) à 12,7 milliards $ (VA) dans le scénario de prix élevé. Le coût du combustible de transport du gaz de Caroline à Kingsgate et Monchy passerait à 94 millions $ (VA), soit une réduction de 61 millions $, dans le scénario du prix bas et à 133 millions $ (VA), soit une réduction de 86 millions, dans le scénario de prix élevé. On obtiendrait alors une légère baisse des avantages nets, soit 21 millions $ (VA) et 9 millions $ (VA) dans les scénarios de prix bas et de prix élevé respectivement par comparaison avec le scénario précédent qui englobait le devancement des installations supplémentaires pour le transport du gaz jusqu'à Niagara. L'impact de cette hypothèse sur les avantages nets du projet d'exportation par rapport aux scénarios de référence est une réduction de ces avantages nets de 135 millions $ (VA) dans le scénario de prix bas et de 123 millions $ (VA) dans le scénario de prix élevé.

L'Office a effectué des analyses visant à évaluer la sensibilité des avantages nets au choix du profil de production de gaz utilisé pour calculer les coûts d'utilisation. Pour la première analyse, il a présumé qu'en l'absence du projet des demandeurs, les exportations utiliseraient la capacité existante des gazoducs en fonction de l'augmentation de la demande intérieure. Dans ce scénario, les exportations diminuent, mais dans une moindre mesure que si l'Office avait tenu compte seulement d'exportations autorisées. Les exportations prévues par les demandeurs ont été considérées comme un excédent par rapport à ces volumes. Les coûts d'utilisation chutent de 2,2 milliards $ (VA) à 2,1 milliards $ (VA) dans le scénario du prix bas. Dans le scénario de prix élevé, ils passent de 5,9 milliards $ (VA) à 4,5 milliards $ (VA). Le hausse des avantages nets est indiquée au tableau 7-3.

L'Office a aussi effectué d'autres analyses de la sensibilité des avantages nets au choix du profil de la production de gaz. Le prévision des volumes d'exportation a été haussée à 1,8 EJ (1 170 10^{12} Btu) et à 2,0 EJ (1 900 10^{12} Btu) par année selon les scénarios de prix bas et de prix élevé respectivement. Dans le rapport de septembre 1988 et l'analyse avantages-coûts du scénario de référence dont les résultats figurent au tableau 7-2, la prévision des volumes d'exportation était de 1,5 EJ (1 425 10^{6} Btu) par année. Cette hausse avait pour effet d'augmenter les coûts d'utilisation. Si on prévoyait des exportations de 1,8 EJ (1 710 10^{12} Btu), les coûts d'utilisation passaient à 2,5 milliards $ (VA) dans le scénario de prix bas et à 6,5 milliards $ (VA) dans le scénario de prix élevé. Si on prévoyait des exportations de 2,0 EJ (1 900 10^{12} Btu), les coûts d'utilisation s'établissaient à 2,7 milliards $ (VA) dans le scénario de prix bas et à 7,0 milliards $ (VA) dans le scénario de prix élevé. La hausse des coûts d'utilisation découlait d'un épuisement accéléré des diverses sources d'approvisionnement puisque la demande totale de gaz était supérieure, toutes choses étant égales par ailleurs. Dans les scénarios de prix bas et de prix élevé, le gaz provenant des réserves à prix filet devait être produit deux ans et trois ans plus tôt avec des exportations annuelles additionnelles de 300 PJ (285 10^{12} Btu) et de 500 PJ (475 10^{12} Btu) respectivement. Comme l'indique le tableau 7-3, une hausse des exportations prévues a pour effet de réduire les avantages nets.

La sensibilité des avantages nets à une hausse de 20 % des coûts d'approvisionnement estimés par l'Office pour les additions, aux réserves du BSOC et le gaz des régions pionnières a aussi été évaluée. Dans ce cas précis, pour les coûts d'approvisionnement en gaz,, des réserves établies et le prix filet,[1] on a utilisé les données de référence, soit 0,71 $/GJ (0,75 $/$10^{6}$ Btu) et 4,78 $/GJ (5,03 $/$10^{6}$ Btu) dans le scénario de prix bas et 0,78 $/GJ (0,82 $/$10^{6}$ Btu) et 6,66 $/GJ (7,01 $/$10^{6}$ Btu) en dollars de 1988 dans le scénario de prix élevé. Le total des coûts de production directs et des coûts d'utilisation associés au projet d'exportation a connu une hausse de 883 millions $ (VA) et de 625 millions $ (VA) dans les scénarios de prix bas et de prix élevé respectivement. Comme l'indique le tableau 7-3, si les coûts d'approvisionnement augmentaient de 20 % et que le prix filet et le coût des réserves établies demeuraient

---

1 Le prix filet est le coût du combustible se prêtant le mieux à la substitution dont on prévoit la disponibilité en quantités illimitées dans le futur. Dans le rapport de 1988, ce substitut est le mazout léger dans le scénario de prix bas et le gaz provenant, soit des régions pionnières soit d'autres sources, comme la gazéification du charbon, dans le scénario de prix élevé.

constants, les avantages nets chuteraient à 0,2 milliard $ (VA) dans le scénario de prix bas et à 0,7 milliard $ (VA) dans le scénario de prix élevé.

Étant donné l'importance des coûts d'utilisation et l'influence du prix filet, l'Office a évalué l'effet de la modification du prix filet sur les coûts d'utilisation estimés et sur les avantages nets du projet d'exportation. Dans le scénario de prix bas, le prix filet a été haussé à 5,00 $/GJ (5,26 $/$10^6$ Btu) alors qu'il était de 4,78 $/GJ (5,03 $/$10^6$ Btu) en dollars de 1988. De ce fait, les coûts du gaz supplémentaire (coûts de production plus coûts d'utilisation) ont augmenté de 0,2 milliard $ (VA) et les avantages nets ont été abaissés à 1 milliard $ (VA). Dans le scénario de prix élevé, le prix filet a été haussé de 6,66 $/GJ (7,01 $/$10^6$ Btu) à 7,00 $/GJ (7,37 $/$10^6$ Btu) en dollars de 1988. On a obtenu des coûts totaux de production et d'utilisation supplémentaires combinés de 0,4 milliard $ et des avantages nets de 0,9 milliard $ (VA).

L'Office a aussi évalué la sensibilité des avantages nets des projets d'exportation aux changements des prix d'exportation. Plusieurs possibilités ont été examinées. Pour la première analyse, l'Office s'est servi des prix d'exportation avancés par les demandeurs - prix inférieurs aux prix de l'Office après 2005 - pour évaluer les recettes tirées des exportations et les coûts en combustible pour transporter le gaz de Caroline à la frontière américaine. Il a obtenu alors une réduction des recettes d'exportation : de 9,3 milliards $ (VA), elles passaient à 8,4 milliards $ (VA) dans le scénario de prix bas tandis qu'elles passaient de 12,9 milliards $ (VA) à 11,3 milliards $ (VA) dans le scénario de prix élevé. Les coûts en combustible de Caroline à la frontière américaine accusaient une baisse de 16,5 millions $ (VA) et de 27,5 millions $ (VA) dans les scénarios de prix bas et de prix élevé respectivement. Les avantages nets du projet seraient alors de 0,2 $ (VA) dans le scénario de prix bas et de 0,2 milliard $ (VA) dans le scénario de prix élevé, confirmant encore une fois l'importance de l'estimation des recettes dans l'évaluation de la rentabilité du projet.

L'Office a aussi analysé l'impact d'une hausse de 10 % et d'une baisse de 10 % du prix d'exportation moyen. Dans le premier cas, les avantages nets augmentent à 2,0 milliards $ (VA) dans le scénario de prix bas et à 2,5 milliards $ (VA) dans les scénario de prix élevé. Si on applique une baisse de 10 %, les avantages nets connaissent une réduction importante pour se chiffrer à 0,2 milliard $ (VA) dans le scénario de prix bas et être complètement supprimés dans le scénario de prix élevé.

En guise de conclusion, l'Office estime que les projets d'exportation apporteraient vraisemblablement des avantages nets dans la plupart des hypothèses raisonnables. Il subsiste cependant plusieurs grandes incertitudes dont l'absence de contrats de ventes à l'exportation précisant les prix du gaz exporté et l'absence de données détaillées sur le gazoduc qu'il faudrait construire dans le Nord. Cependant, avant d'exporter certains volumes de gaz, il faudrait construire un gazoduc, lequel pourrait faire l'objet d'une audience de l'Office en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONE. À cette étape-là, l'Office ferait une analyse coûts-avantages des installations proposées en tenant compte des facteurs alors jugés pertinents, y compris les prix indiqués dans les contrats de ventes à l'exportation.

Chapitre 8
Questions en jeu dans le Nord

8.1 Revendication territoriale des Dénés et des Métis

Histoire récente

En 1969, dans un Livre blanc[1], le gouvernement fédéral s'est déclaré prêt à régler la question des "droits légitimes" des Indiens de telle sorte que les traités puissent être "abolis de façon équitable" et que l'on mette fin au statut spécial des Indiens.

En août 1973, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien a exposé dans une déclaration les positions du gouvernement au sujet du règlement des deux problèmes fondamentaux relatifs aux traités. Le première position avait trait aux revendications légitimes des Indiens concernant l'inexécution des traités indiens en vigueur, l'administration des terres de réserve et d'autres biens en application de la *Loi sur les Indiens*, et l'inexécution d'autres ententes formelles; c'était la politique des revendications "particulières".

La seconde position avait trait à l'utilisation et à l'occupation continues de terres ancestrales, par les autochtones, en dehors du cadre de la signature d'un traité, d'une entente formelle ou d'une loi. Le gouvernement a reconnu aux autochtones le droit d'utiliser des terres (utilisation traditionnelle) et convenu qu'il leur était nécessaire de former des établissements (occupation). Comme l'expression "utilisation et occupation continues" pourrait recouvrir des choses aussi diverses que:

i) protection de la chasse, de la pêche et du piégeage,
ii) titre de bien-fonds,
iii) deniers, ou
iv) autres droits et avantages, en échange de l'abandon du droit indigène de possession général et indéterminé,

on a donné le nom de politique des revendications "globales" à cette autre position.

Revendications territoriales globales des autochtones au nord du 60° parralèle

L'entente concernant la revendication de l'Arctique de l'Ouest (ou Convention définitive des Inuvialuit de 1984) est la première et encore la seule entente conclue en vertu de la politique des revendications globales de 1973. Par cette convention, les Inuvialuit de l'Arctique de l'Ouest abandonnent leurs revendications en échange de la possession de certaines terres, du droit de chasse, de pêche et de piégeage, ainsi que de 45 millions de dollars. La convention protège aussi les droits sociaux et culturels des Inuvialuit. Cette entente a été négociée et signée par le Comité d'étude des droits autochtones, qui représentait les Inuvialuit, et par le gouvernement du Canada.

Trois autres revendications globales au nord du 60° parallèle font actuellement l'objet de négociations (voir la carte).

i) le Conseil des Indiens du Yukon (CIY);

---

[1] Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, *La politique indienne du gouvernement du Canada*, Ottawa, 1969

ii) la Nation dénée et l'Association des Métis des Territoires du Nord-Ouest (les Dès et les Métis); et

iii) la Fédération Tungavik de Nunavut (qui représente les Inuit de l'Arctique du Centre et de l'Arctique de l'Est).

Quand il est accepté qu'une revendication territoriale fasse l'objet de négociations, le gouvernement exige que le processus de négociation et la formule de règlement soient globaux, pour que la convention signée soit définitive. Les négociations portent sur des questions tournant autour de la notion de droits fonciers indigènes, telles que terres, indemnités, droits d'exploitation de la faune. Elles peuvent aussi porter sur la question de la réalisation de l'autonomie gouvernementale sur une base locale.

Dans sa déclaration de 1973, le gouvernement fédéral faisait savoir qu'il adopterait deux approches distinctes relativement aux revendications globales: d'une part, qu'il était prêt à accepter les revendications territoriales basées sur l'utilisation et l'occupation traditionnelles des terres; d'autre part, qu'il désirait négocier en vue de régler ces revendications, sans toutefois admettre par là que sa responsabilité légale ait pu être engagée à un moment ou l'autre.

La revendication territoriale des Dénés et des Métis

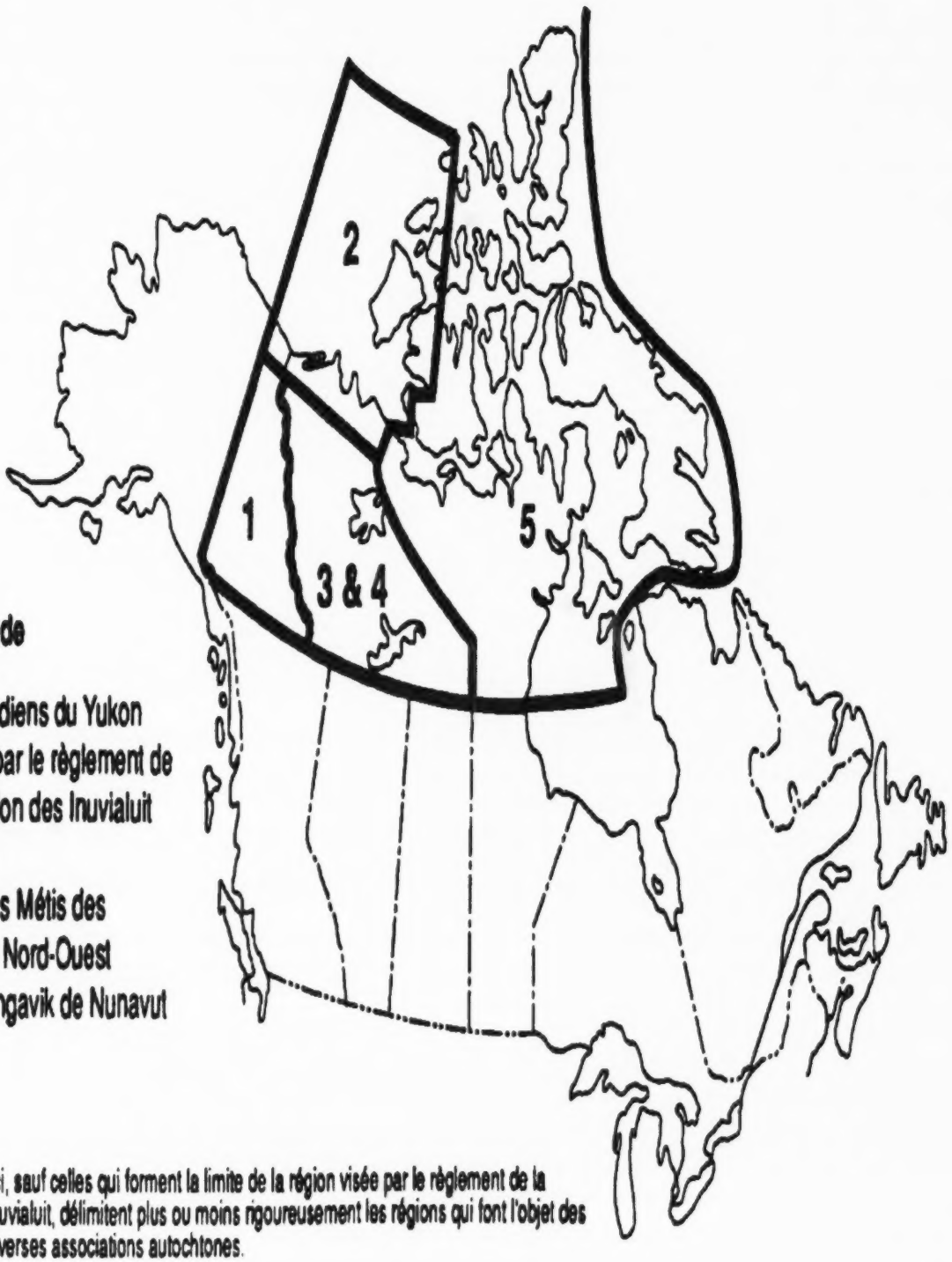
En 1985, les Dénés et les Métis ont soumis au gouvernement leur "Revendication territoriale globale des Dénés et des Métis". Depuis, les négociateurs des deux parties ont conclu plusieurs ententes auxiliaires concernant divers aspects de la revendication; ces ententes auxiliaires étaient parafées dès que les parties parvenaient à un accord; c'est à partir de celles-ci qu'a été réalisée l'Entente de principe sur la revendication territoriale globale des Dénés et des Métis, signée en septembre 1988.

Dans cette entente de principe sont définies les modalités en fonction desquelles devrait être établie la convention définitive des Dénés et des Métis.

Le région visée par l'entente (voir la carte) a une superficie de 1 165 495 km^2 (450 000 m^2). Les Dénés et les Métis possèdent le droit exclusif d'y exercer des activités de chasse et de pêche, sous réserve de certaines limites liées aux exigences de la gestion de la faune.

Les Dénés et les Métis possèdent aussi des droits de superficie exclusifs sur certaines terres. Ces terres, que les Dénés et les Métis n'ont pas encore choisies, pourront être des territoires importants sur le plan de l'exercice des activités de chasse traditionnelles des autochtones. Ces derniers devront toutefois permettre à ceux qui possèdent des droits tréfonciers sur ces terres d'entrer sur ces dernières et d'en utiliser la surface conformément à un bail ou à une autre entente.

Les revendications globales au nord du 60e parallèle[1]



Légende

1 Conseil des Indiens du Yukon
2 Région visée par le règlement de la revendication des Inuvialuit
3 Nation dénée
4 Association des Métis des Territoires du Nord-Ouest
5 Fédération Tungavik de Nunavut

1 Les lignes tracées ici, sauf celles qui forment la limite de la région visée par le règlement de la revendication des Inuvialuit, délimitent plus ou moins rigoureusement les régions qui font l'objet des revendications de diverses associations autochtones.

Autour de chacune de leurs collectivités, les Dénés et les Métis pourront exercer des droits exclusifs de superficie et tréfonciers sur une étendue de terre limitée, qu'ils choisiront lors de futures négociations et dont la superficie variera selon les collectivités. La possession de ces droits permettra aux Dénés et aux Métis d'être en mesure de :

i) protéger entièrement leurs caractéristiques culturelles;
ii) planifier l'aménagement de terres en prévision de la croissance des collectivités; et
iii) d'exploiter les ressources naturelles commercialement ou industriellement.

Les Dénés et les Métis, enfin, pourront tirer des avantages économiques de l'exploitation des ressources de la totalité de la région visée par l'entente, soit 1 165 495 km^2 (450 0000 mi^2). Ils négocieront la possession d'un intérêt particulier dans les réserves pétrolières et le développement de Norman Wells; ils pourront aussi négocier la possession d'un intérêt, ou pourcentage, global dans les recettes générées par l'exploitation des ressources naturelles.

L'entente de principe contient 35 autres ententes auxiliaires. Les parties devront, par voie de négociations, en arriver à une entente au sujet de chacune d'elles avant qu'une entente définitive puisse être conclue. Les Dénés et les Métis espèrent que la convention définitive sera signée d'ici à 1991.

Dans l'intervalle, un Accord de protection provisoire permet de geler l'utilisation des terres que choisissent les Dénés et les Métis au cours des négociations.

Témoignage des Dénés et des Métis

Les Dénés et les Métis ont déclaré à l'Office qu'ils sont actuellement en train de négocier une entente définitive à partir des 36 ententes auxiliaires existantes.

Les Dénés et les Métis ont fait remarquer que dans le passé, on ne leur a pas accordé assez de temps pour se préparer à tirer des avantages des projets réalisés dans le Nord. Actuellement, ils doivent utiliser tout le temps et toutes les ressources dont ils disposent pour mener à bien leurs négociations relatives à leur revendication globale.

Au moment de l'audience, c'est principalement dans la région du delta qu'ils avaient choisi des terres d'une superficie d'environ 3 900 milles carrés. Il y a quatre régions des Dénés et des Métis où le choix des terres reste à négocier.

Les Dénés et les Métis ne sauront pas avant le règlement de leur revendication territoriale quelles terres ils posséderont et quels seront exactement leurs droits sur ces terres. Ils pensent qu'ils recevront, grâce à la signature d'une convention définitive, assez d'argent pour financer la création d'entreprises capables de profiter des possibilités qui seront offertes. La signature d'une convention définitive est aussi d'une importance capitale pour la création d'institutions dénées-métisses destinées à assurer la planification et la gestion de l'utilisation du territoire et des ressources.

Les Dénés et les Métis ont dit craindre que la délivrance des licences d'exportation demandées soit suivie rapidement d'une demande de certificat de construction d'un pipeline. Comme ils ont déjà mobilisé toutes leurs ressources, il ne leur serait plus possible de négocier adéquatement leur convention définitive; ils jugent qu'il serait injuste de leur imposer à ce moment-ci le poids additionnel d'un projet de construction de pipeline.

Les Dénés et les Métis ont demandé que ne soit pris aucun engagement concernant l'exploitation du gaz du delta du Mackenzie qui risquerait de nuire au règlement de leur revendication globale.

L'entente de principe signée en septembre 1988 accorde deux ans aux parties pour conclure une convention définitive. Les Dénés et les Métis ont demandé qu'on ne délivre pas de licences d'exportation de gaz à ce moment-ci ou que, si on en délivre, on le fasse à la condition que la mise en oeuvre du projet d'exportation soit retardée. On pense que le report ne devrait être que d'un an ou deux.

Compte tenu de l'identité des acheteurs potentiels du gaz qui serait exporté, les Dénés et les Métis ont étudié quelles pourraient être les conséquences du report de la délivrance des licences d'exportation. Les acheteurs désirent recevoir du gaz à compter de 1996 et ils étaient d'avis que tout délai introduirait un facteur d'incertitude dans la planification. Foothills a indiqué que les marchés existeraient encore après 1996. Les Inuvialuit et le gouvernement des T.N.-O. ont déclaré qu'il n'était pas nécessaire d'ajourner la délivrance des licences d'exportation ou de l'assujettir à une condition spéciale.

Les demandeurs, dans leur dernière intervention, ont traité de la proposition faite par les Dénés et les Métis de retarder l'approbation définitive des licences jusqu'à ce que la question des revendications territoriales autochtones soit réglée. À leur avis, il est clair que cette mesure engendrerait beaucoup d'incertitude quant à l'échéancier du projet et créerait des problèmes pour la mise en marché du gaz du delta.

Les Dénés et les Métis, pour leur part, ont insisté sur le fait qu'ils craignaient que la délivrance des licences d'exportation aujourd'hui nuise aux négociations relatives à leur revendication globale. Ils ont expliqué que leurs organismes de gestion ne peuvent commencer à fonctionner avant la mise en oeuvre d'une convention définitive, que les fonds nécessaires à la réalisation des projets de développement ne seront disponibles qu'après la signature d'une convention définitive et que les autres indemnités et avantages prévus ne leur seront accordés qu'une fois la convention définitive signée. On a fait savoir enfin où on en était rendu dans la sélection et la protection des terres, et on a insisté sur la raison d'être de la sélection des terres.

Les négociations dont les Dénés et les Métis attendent les avantages susmentionnés ont commencé et ont été décrites comme une laborieuse entreprise. Les Dénés et les Métis doivent prendre des décisions avec lesquelles il leur faudra vivre pendant des siècles. Les Dénés et les Métis ont rappelé que les enjeux des négociations sont considérables et qu'ils leur attachent une très grande importance; ils ont ajouté que le processus de négociation, sous l'effet de pressions extérieures, pourrait être perturbé et prolongé. Selon eux, la délivrance des licences d'exportation à ce moment-ci pourrait mettre en danger les négociations sur les revendications territoriales et sur l'autonomie gouvernementale.

Les Dénés et les Métis ont donc demandé que l'on retarde pendant une période relativement courte la délivrance des licences d'exportation. Ils pensent qu'il y a peu de risques qu'un report de deux à quatre ans fasse perdre les marchés convoités.

Opinion de l'Office

Les Dénés et les Métis ont demandé que l'on n'autorise pas la mise en place d'installations tant que la question de leur revendication territoriale n'aura pas été réglée, soit en rejetant les demandes soit en incluant une condition spéciale à cet effet dans les licences.

L'Office sait que les Dénés et les Métis ont à peu près deux ans pour mener à bien les négociations par lesquelles ils doivent, avec le gouvernement, élaborer une convention définitive à partir de l'entente de principe conclue en 1988; c'est après avoir accompli cette tâche qu'ils commenceront à organiser leur infrastructure et à établir leurs politiques.

L'Office constate qu'il existe une entente provisoire permettant de bloquer l'utilisation des terres choisies au fur et à mesure que se déroule le processus de sélection. On a déjà commencé à appliquer cette entente, et on négocie activement le choix des terres.

Ce que les Dénés et les Métis craignent le plus, ce sont les problèmes qui pourraient découler de l'approbation, avant que les négociations relatives à leur revendication ne soient terminées, de la construction d'installations d'acheminement du gaz naturel vers les marchés. L'Office constate que les Dénés et les Métis désirent terminer leurs négociations avant le dépôt de la demande de construction d'installations d'acheminement du gaz, et non pas juste avant la mise en place de ces installations.

Il est évident que si l'on devait procéder bientôt à l'étude d'une demande de construction d'installations, les Dénés et les Métis devraient exiger encore plus de leurs ressources limitées. Les Dénés et les Métis pourraient aussi se trouver dans l'impossibilité, faute de temps, de s'organiser pour tirer le maximum d'avantages des possibilités commerciales et d'emploi qu'offrirait la construction d'un pipeline.

L'Office comprend qu'il est important de régler la question des revendications territoriales des autochtones. Cependant, les demandes qu'il étudie actuellement doivent l'amener à autoriser ou non l'exportation de gaz naturel du delta du Mackenzie et non à approuver ou interdire la mise en place d'installations relatives à un pipeline. Les témoignages qu'il a entendus ne l'ont pas convaincu que la délivrance des licences d'exportation demandées nuirait au règlement de la revendication des Dénés et des Métis. Le fait d'accorder des licences d'exportation ne signifie pas que l'on devra se mettre à l'étude de demandes de mise en place d'installations pipelinières peu après, grevant ainsi les ressources des Dénés et des Métis. Avant qu'une telle demande puisse être faite, un travail préparatoire considérable devra être effectué. Il faudra entre autres discuter longuement avec les habitants du Nord.

Après avoir tenu compte des désirs des Dénés et des Métis et des demandeurs et de l'appui manifesté puissamment par des habitants du Nord représentant la majorité des parties intéressées, l'Office juge qu'il n'est ni nécessaire ni désirable d'ajourner sa décision concernant les demandes de licences d'exportation ou d'assujettir la délivrance de ces licences à une condition visant à retarder la mise en oeuvre du projet d'exportation de gaz.

8.2 Avantages pour les habitants du Nord

Beaufort Mackenzie Development Impact Zone Society

La Beaufort Mackenzie Development Impact Zone Society appuyait l'exploitation des hydrocarbures de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort; elle a exigé cependant que les habitants du Nord puissent profiter des possibilités commerciales et d'emploi générées par cette activité et que l'environnement soit protégé.

Cette organisation considérait que des activités de formation permanente seront nécessaires. Elle a préconisé que l'on transmette aux collectivités toutes les informations requises au cours du processus de développement; à ce sujet, elle a déclaré pouvoir être un bon véhicule pour les échanges d'informations.

Canadians for Responsible Northern Development (CRND)

Les CRND ont fait part à l'Office de leurs opinions sur les programmes de formation. Selon eux, il pourrait être possible et avantageux pour le Nord d'exécuter un programme d'apprenti ouvrier.

Les CRND étaient aussi d'avis qu'il faudrait commencer très tôt, à planifier le développement. Selon cette association, si on ne planifie pas bien, les habitants du Nord pourraient ne pas être en mesure de profiter des possibilités d'emploi. Les CRND ont rappelé qu'après la réalisation d'un projet antérieur de développement, la collectivité de Fort McMurray s'est retrouvée avec une infrastructure dont elle n'avait pas besoin et pour lesquels elle avait dû engager des dépenses; ils voudraient que des mesures soient prises pour que la chose ne se répète pas dans la région du delta du Mackenzie.

Conseil des Indiens du Yukon (CIY)

Beaucoup de nations indiennes du Yukon doivent encore s'occuper de revendications territoriales transfrontalières portant, entre autres, sur des terres du bassin hydrographique de la vallée du Mackenzie. Le CIY pense que l'on ne devrait pas délivrer des licences d'exportation avant le règlement des revendications territoriales des Dénés et des Métis; il appuie donc entièrement la demande de ces derniers.

Le CIY a déclaré être fermement opposé à tout projet de développement sur le versant nord du Yukon.

Secrétariat des négociations des Dénés-Métis

Il a déjà été question, dans la section 8.1, des préoccupations des Dénés et des Métis au sujet du règlement de leur revendication territoriale et de leur capacité de tirer des avantages des activités de développement liées aux projets d'exportation de gaz. Les Dénés et les Métis ont ajouté qu'il faudra leur offrir des programmes de formation pour qu'ils puissent acquérir les qualités requises pour occuper les emplois qui seront créés. Rappelant que le processus de formation a été mis en branle tardivement dans le cas du projet de Norman Wells et qu'il n'avait pas donné, pour cette raison, tous les fruits escomptés, les Dénés et les Métis ont préconisé que les activités de planification et de formation requises débutent bien avant la construction du pipeline.

Les Dénés et les Métis se sont dits aussi très préoccupés par la possibilité d'accumulation d'impacts régionaux. Selon eux, la délivrance des demandes de licences d'exportation aura des impacts régionaux, auxquels s'ajouteront ceux, plus nombreux, qu'auront la construction d'un pipeline, l'accroissement des activités d'exploration dans la région et la mise en place de nouvelles installations de transport. Les Dénés et les Métis étaient préoccupés par le fait que les impacts négatifs pourraient suffisamment nombreux pour rendre le projet non conforme à l'intérêt public.

Fédération des travailleurs des Territoires du Nord-Ouest (FTTNO)

Le FTTNO a fait savoir qu'elle accepterait que les licences demandées soient délivrées si elles sont assorties de certaines conditions. Elle souhaiterait que les licences contiennent des stipulations concernant des questions socio-économiques (formation, emploi, impacts sur les collectivités, etc.).

La FTTNO a déclaré qu'il faudrait optimiser la création d'emplois pour les travailleurs du Nord; elle n'ignorait pas toutefois que les habitants du Nord ne peuvent pas actuellement rivaliser avec les travailleurs expérimentés du Sud pour obtenir des emplois et qu'il faut donc mettre en place, à leur intention, des programmes de formation adéquats pour qu'ils puissent avoir des chances égales d'emploi. Pour pouvoir optimiser la création d'emplois pour les habitants du Nord, il faut, le plus tôt possible, évaluer la compétence actuelle des travailleurs, déterminer quels emplois seront offerts, prévoir les activités de formation à organiser et cerner les compétences qui pourront continuer d'être utilisées après la réalisation du projet.

La Fédération a encouragé les habitants du Nord à postuler tous les postes qu'ils sont capables d'occuper. Elle a proposé que la formation soit financée en partie par les demandeurs au prorata du montant du développement total, mais que la responsabilité de la planification soit assumée conjointement par les gouvernements, les organisations autochtones, l'industrie et les travailleurs.

Selon la FTTNO, les activités de formation organisées pour le projet Norman Wells étaient insuffisantes et ont été offertes trop tard. S'appuyant sur l'expérience que ce projet lui a permis d'acquérir, la FTTNO a formulé plusieurs recommandations. Elle a recommandé d'abord que l'on crée une organisation chargée de coordonner le projet et d'en suivre l'exécution; elle a aussi jugé qu'il serait bon de mettre sur pied une agence d'emploi et de formation qui s'occuperait des ressources humaines; la Fédération croyait aussi nécessaire de définir le statut de résident du Nord.

La FFTNO a mis en doute que les gouvernements fédéral et territoriaux sont prêts pour un projet de développement d'envergure. Ses sujets d'inquiétude avaient trait à des questions qui touchent les travailleurs, dont les lois concernant la sécurité au travail ou l'équité en matière de rémunération. Le Fédération était d'avis que les gouvernements devraient se pencher sur ces questions avant la mise en branle de tout projet de développement important.

Le Fédération des travailleurs du Nord-Ouest a déclaré souhaiter que les collectivités du Nord aient la possibilité d'utiliser, moyennant un prix raisonnable, les produits énergétiques des gisements exploités chez elles. Elle s'est toutefois demandé qui payerait pour les branchements nécessaires à l'acheminement du gaz vers les agglomérations.

Le FFTNO a déclaré enfin qu'elle n'appuiera les demandes de licences d'exportation que si les revendications territoriales des Dénés et des Métis sont réglées.

Inuvialuit Regional Corporation (IRC)

On l'a vu dans la section 8.1, l'IRC était en faveur de la délivrance des licences d'exportation de gaz aux demandeurs.

Selon l'IRC, il est important que les gouvernements prévoient de nouvelles mesures - programmes d'aide, programmes de subventions, programmes d'éducation et de formation, etc. - destinées à aider les habitants du Nord à profiter des possibilités commerciales et d'emploi qui seront créées.

L'IRC a affirmé que le gouvernement devrait développer l'infrastructure au niveau local. Elle a recommandé que le gouvernement et l'industrie commencent maintenant à concevoir des outils pour coordonner l'activité économique de manière que les activités de construction relatives à l'exploitation et au transport du gaz n'aient pas lieu en même temps que la construction des routes.

Un membre du Game Council accompagnait les représentants de l'IRC. Le Game Council, qui a pour mission générale de s'occuper de questions environnementales et de la faune, était très préoccupé par les aspects environnementaux du projet d'exportation. Selon lui, l'affaire du pétrolier Valdez d'Exxon a démontré l'inefficacité des mesures prévues actuellement pour faire face à un déversement majeur de pétrole; c'est pourquoi il a jugé qu'il faudrait songer à établir de nouveaux plans d'urgence.

Selon l'IRC, le règlement des revendications territoriales des Dénés et des Métis et la signature de l'Accord du Nord devraient se produire selon les prévisions. Elle a soutenu que l'industrie doit exercer des pressions sur les gouvernements pour que la question des revendications territoriales se règle.

Commission de l'énergie des Territoires du Nord-Ouest (CETNO)

Le CETNO a appuyé en général la demande de licences d'exportation aux États-Unis de gaz naturel de la région du delta du Mackenzie.

Le CETNO aimerait cependant que l'Office assortisse de conditions toute licence qu'il pourrait délivrer. Elle voudrait, entre autres, que les demandeurs soient tenus de lui fournir du gaz naturel et d'en fournir aussi aux distributeurs, et ce, à un prix non supérieur au prix du gaz exporté (coût du transport exclus), en vue de la production et de la distribution d'électricité.

La Commission voudrait aussi qu'une évaluation des diverses sources d'énergie pouvant alimentées les installations pipelinières soit entreprise, et que l'on donne la préférence à l'électricité.

Ville d'Inuvik

Inuvik a appuyé les demandes de licences d'exportation de gaz naturel et elle en a recommandé l'approbation.

Selon elle, le marché local ne serait pas assez important pour justifier la mise en valeur des gisements de gaz de la région. Selon Inuvik, l'exportation du gaz va miner la capacité du Canada de satisfaire ses besoins énergétiques futurs.

Inuvik a énumér des préoccupations dont il faudrait s'occuper avant d'entreprendre la construction du pipeline. Elle songeait en particulier qu'il faudrait s'assurer que la population du Nord tirerait des avantages de la réalisation du projet et que des possibilités commerciales et d'emploi lui seraient offertes.

Inuvik a souhaité être bien informée de ce qui se passe et jouer un rôle; elle a ajouté qu'elle aura besoin d'une aide financière pour la mise en place de l'infrastructure requise, et qu'elle voudrait avoir accès à des approvisionnements en gaz naturel à un prix raisonnable.

Le ville d'Inuvik craignait que l'ajournement de la délivrance des licences d'exportation ait pour conséquence de reporter à une époque lointaine l'exploitation des hydrocarbures de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Chambre de commerce d'Inuvik

Le Chambre de commerce d'Inuvik a appuyé lles demandes de licence d'exportation, à condition que la délivrance de ces licences présente des avantages pour les habitants du Nord.

Selon la Chambre, la population du Nord est mûre pour les projets énergétiques; avec ses institutions politiques et son degré d'instruction plus élevé, elle est capable de jouer un rôle dans le processus de développement.

La Chambre était persuadée que les négociations concernant la revendication territoriale des Dénés et des Métis et l'Accord du Nord se termineront selon les prévisions.

Selon la Chambre, l'on pourrait commercialiser le gaz de Prudhoe Bay plus tôt que prévu si le projet des sociétés qui demandent les licences d'exportation était retardé, et l'exploitation des gisements de gaz du delta du Mackenzie pourrait être alors différée de 15 à 20 ans.

Hameau de Fort McPherson

Selon le hameau de Fort McPherson, il était difficile de séparer la question des demandes de licences d'exportation de celle du transport du gaz. Pour le hameau, il était très important que l'on donne aux autochtones la possibilité de suivre, avant qu'il ne soit trop tard, des programmes de formation adaptés à leurs besoins; le hameau a ajouté à ce sujet que les pétrolières ne se sont jamais beaucoup efforcées de recruter du personnel chez les autochtones. Le hameau a suggéré que ce soit les demandeurs qui prennent en charge la formation étant donné qu'ils savent exactement quelles exigences se rattachent à chacun de leurs postes; la formation ne devrait pas être l'affaire des gouvernements, selon le hameau. Ce dernier a également proposé que toute licence que l'Office pourrait délivrer soit assujettie d'une condition à l'effet que les demandeurs soient tenus d'entreprendre des programmes de formation.

Le hameau de Fort McPherson attachait énormément d'importance à la qualité de l'environnement, parce que sa population vit de la chasse, une activité que menacerait la dégradation du milieu Le hameau voudrait donc, pour empêcher la survenance de toute catastrophe environnementale, que le transport du gaz soit soumis à un contrôle rigoureux et fasse l'objet de mesures de sécurité strictes.

Le hameau de Fort McPherson était d'avis que l'on ne devrait pas délivrer des licences d'exportation avant que les discussions sur les revendications territoriales autochtones n'aient abouti à un règlement permettant aux autochtones de jouer un rôle dans les activités de développement futures.

Commission d'aménagement des terres - delta du Mackenzie et mer de Beaufort

La Commission élabore présentement un plan d'aménagement des terres de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Elle aimerait qu'il soit tenu compte de ce plan, qui sera terminé en 1990, dans le processus de prise de décision de l'Office, lors des audiences ultérieures sur la construction de pipelines.

Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.) a appuyé les demandes de Esso, de Shell et de Gulf, parce qu'il estimait que l'exploitation des gisements de pétrole et de gaz de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort présentera des avantages pour les habitants du Nord.

Selon le gouvernement des T.N.-O., la formation des travailleurs du Nord, la détermination des besoins en matière d'infrastructure et la mise en place de l'infrastructure requise sont des priorités. Le gouvernement territorial a déclaré qu'il lui est impossible de financer les programmes, services et infrastructure additionnels nécessaires pour faire face aux impacts de l'exploitation des gisements de pétrole et de gaz; il faudra donc que des dispositions financières soient prises avant le début de la construction des pipelines.

Selon le gouvernement des T.N.-O., les Dénés et les Métis parviendront à une entente avec le gouvernement fédéral avant que ne commence la construction des pipelines; selon lui, il faut que l'Accord du Nord soit en vigueur avant le début de la phase de production. Le gouvernement soutient que c'est l'Accord du Nord et les ententes auxquelles aboutiront les revendications territoriales des autochtones qui lui permettront et qui permettront aux autochtones d'avoir les ressources requises pour gérer le développement à leur avantage.

La question de la construction de gazoducs n'était pas à l'ordre du jour des audiences de l'Office, mais le gouvernement des T.N.-O. a quand même voulu faire connaître sa position à ce sujet. Il a déclaré qu'il appuierait la mise en place d'un réseau de transport qui maximiserait les possibilités de création d'emploi, de formation de la main-d'oeuvre et de développement des entreprises, qui porterait à leur maximum les avantages qu'en retirerait la population du Nord au point de vue de l'approvisionnement énergétique et qui assurerait le développement maximal des infrastructures de la région. L'impact environnemental, préoccupation constante des habitants du Nord, devrait être minimal. Le gouvernement des T.N.-O. a rappellé enfin qu'il est toujours fermement opposé à tout projet de développement sur le versant nord du Yukon.

Hameau de Tuktoyaktuk

Le hameau de Tuktoyaktuk a appuyé la délivrance de licences d'exportation aux demandeurs, sous réserve qu'elles soient assorties de conditions concernant l'approvisionnement en gaz des collectivités de l'Arctique de l'Ouest. Il a déclaré qu'il y a de la main-d'oeuvre qualifiée dans le Nord, mais qu'une formation doit malgré tout être offerte, non seulement aux ouvriers, mais également aux cadres.

Le hameau souhaitait que soit étudié l'impact que l'industrie a sur son infrastructure (routes, port, aéroport, par ex.); dans le passé, il a rappelé qu'il n'a reçu aucune compensation pour les coûts en infrastructure entraînés par le développement local.

Ville de Yellowknife

Le ville de Yellowknife a admis que le projet des demandeurs aurait des répercussions importantes sur l'économie des Territoires du Nord-Ouest.

Elle a préconisé que l'on délivre des licences d'exportation aux demandeurs, mais à condition que les collectivités du Nord aient accès aux approvisionnements énergétiques et que l'on s'efforce de maximiser les possibilités commerciales et d'emploi pendant les phases de construction et d'exploitation.

Gouvernement du Territoire du Yukon

Le gouvernement du Territoire du Yukon a appuyé la délivrance de licences d'exportation aux demandeurs, à la condition qu'il soit tenu compte de certaines de ses préoccupations. Le gouvernement territorial s'attendait notamment à ce que les activités de développement exercées dans le Yukon présente des avantages pour les habitants du Yukon : qu'elles leur donnent des emplois, leur permettent de suivre des programmes de formation professionnelle et leur procurent des revenus. Il a affirmé que ces activités sont nécessaires au renforcement de l'économie du Yukon, mais qu'elles doivent être conçues en fonction du mode de vie des habitants du territoire.

La question de la protection de l'environnement et celle des installations de transport du gaz naturel préoccupaient aussi le gouvernement du Territoire du Yukon. Ce dernier continue de s'opposer à la construction d'un pipeline qui passerait par le versant nord du Yukon, et son appui à la délivrance des

licences d'exportation est subordonné à l'examen de divers tracés lors d'audiences ultérieures de l'Office.

Le gouvernement du Territoire du Yukon veut aussi que la recherche de pétrole et de gaz au Yukon soit désormais restreinte jusqu'à ce que l'Accord du Nord soit conclu, puis qu'on l'autorise à la condition qu'elle ne compromette pas le règlement de la question de la revendication territoriale.

Le gouvernement territorial est d'avis que le Yukon se développera bien si on sait tenir compte des préoccupations qui sont les siennes et que la population tirera des avantages de ce développement.

Ethel Blondin, députée à la Chambre des communes, Arctique de l'Ouest

M^me^ Blondin a appuyé la délivrance de licences d'exportation aux demandeurs. Elle ne voudrait pas, cependant, que les besoins en gaz du Canada ne puissent être satisfaits un jour à cause de l'existence de ces licences. Le députée était d'avis que la question de l'Accord du Nord et celle de la revendication territoriale des Dénés et des Métis sont très importantes, mais que l'on ne devrait pas exiger qu'elles soient réglées avant que les licences d'exportation puissent être délivrées.

Selon M^me^ Blondin, l'exploitation des hydrocarbures de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort générerait des emplois pour les habitants du Nord.

M^me^ Blondin a déclaré qu'il faut commencer immédiatement à organiser des activités de formation permanente pour les habitants du Nord et que les travailleurs de cette partie du pays devraient pouvoir trouver des emplois dans l'industrie, à tous les échelons qui cadrent avec les besoins et le mode de vie particulier des habitants du Nord.

M. Tom Butters, député à l'Assemblée législative des T.N.-O., Inuvik

M. Tom Butters, qui témoignait devant l'Office en son propre nom, s'est prononcé en faveur de l'exploitation continue des ressources de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Il estimait toutefois qu'il faut chercher, par l'imposition de certaines conditions, à maximiser les possibilités économiques pour le Nord et à minimiser les impacts environnementaux et sociaux indésirables.

M. Butters a déclaré qu'il faudra accorder préférence aux travailleurs du Nord, pour ce qui est des possibilités de formation et d'emploi. Les demandeurs, selon le député, devraient apporter aux entreprises locales l'aide requise pour que les occasions de passer des contrats n'échappent pas à leur attention et pour qu'elles soient prêtes à profiter de ces occasions. M. Butters a suggéré que la Beaufort Mackenzie Development Impact Zone Society participe à l'étude des questions socio-économiques pour s'assurer que les collectivités locales tireront le maximum d'avantages des activités économiques.

Le député se préoccupait aussi de la qualité de l'environnement. Il a recommandé que l'Environmental Screening and Impact Assessment Board et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières jouent un rôle important dans l'évaluation et la gestion des impacts environnementaux. Les habitants du Nord sauraient ainsi que l'on tient compte, dans l'exercice des activités de développement, des préoccupations locales.

M. Butters, enfin, a affirmé que le tracé le plus avantageux serait un tracé qui passerait par la vallée du Mackenzie; choisir cette option pourrait, selon lui, entraîner l'amélioration de l'infrastructure de transport dans le Nord.

Jonathan Churcher

M. Jonathan Churcher, citoyen d'Inuvik, a soumis à l'Office une idée originale que lui a inspirée son souci de la protection de l'environnement. Il a proposé que l'Office, dans ses décisions concernant la délivrance des licences d'exportation ou l'émission des certificats de construction de pipeline, prenne en compte un nouveau critère: le bilan des actions environnementales des demandeurs et les mesures que s'engagent à prendre les demandeurs (engagements financiers, politiques) dans le domaine de la recherche sur les énergies de substitution et du développement de ces énergies.

Conseil de gestion de la harde de caribous de la Porcupine

Le Conseil de gestion de la harde de caribous de la Porcupine a déclaré que les projets de développement sur des terres qu'utilisent les caribous, y compris leurs territoires de parturition et leurs routes migratoires, le préoccupent.

Bande autochtone d'Inuvik

La bande autochtone d'Inuvik a déclaré que beaucoup de membres des groupes autochtones appuyaient les demandes de licences d'exportation parce qu'ils croyaient que la délivrance de ces licences sera vite suivie de la construction d'un pipeline.

Selon la bande, le projet devrait être réalisé et les entreprises devraient reconnaître la nécessité de coopérer avec les autochtones, pour ce qui est du choix du tracé du pipeline et de la question des avantages économiques, parce que le pipeline sera construit sur leurs terres. Le chef a déclaré que les membres de sa bande désirent travailler pour les pétrolières.

Bande indienne de Old Crow

Le Conseil de bande Vuntut Gwitchin de Old Crow a déclaré que les demandes de licences d'exportation que l'Office étudie lui donnent des inquiétudes, surtout la question du tracé du pipeline. Ce qu'il redoute, c'est que la délivrance des licences demandées n'aboutissent à la construction d'un pipeline servant à acheminer le gaz de l'Alaska via le versant nord du Yukon; or, le Conseil s'oppose à la construction d'un pipeline sur le versant nord du Yukon et le long de la Dempster. Le Conseil a suggéré que l'Office étudie plusieurs tracés et évalue les avantages que présenterait chacun d'eux pour la bande indienne. Il a ajouté qu'il se prononcera en faveur de la construction d'un pipeline dans la vallée du Mackenzie si on règle la question des revendications territoriales et s'il est assuré que les Dénés et les Métis pourront profiter eux aussi des possibilités commerciales et d'emploi créées par le projet.

Opinion de l'Office

Selon l'Office, pour que le Nord et ses habitants tirent le maximum d'avantages de la réalisation du projet d'exportation de gaz, il faut absolument que les relations de travail qui seront établies avec les demandeurs soient bonnes et qu'une bonne entente règne entre les parties.

L'Office partage l'opinion selon laquelle il est nécessaire que l'on commence très tôt à mettre sur pied des programmes de formation, à identifier les possibilités commerciales et à cerner les besoins en infrastructure; il croit également que cela est essentiel. L'Office invite les demandeurs à commencer vers le début du projet à travailler avec les organismes gouvernementaux, les collectivités et les associations comme la Beaufort Mackenzie Development Impact Zone Society afin que chacune des parties

intéressées reçoive toutes les informations nécessaires pendant le processus de conception et puisse par conséquent optimiser sa participation au projet. Selon l'Office, il faudrait créer un programme intégré de formation de la main-d'oeuvre et d'emploi en prenant en considération l'ensemble des activités de développement exercées dans le Nord. L'Office estime qu'il ne conviendrait pas d'assujettir la délivrance d'une licence d'exportation à l'obligation de fournir des programmes de formation et de l'emploi.

L'Office reconnaît que l'exploitation des hydrocarbures aura des effets sur l'infrastructure du Nord; certains de ces effets sont quantifiables, d'autres ne le sont pas. Comme on l'a vu au chapitre 7, l'Office est convaincu que les avantages nets du projet compenseront tous les coûts. L'Office n'a toutefois pas le pouvoir de déterminer qui paiera ces coûts; ce sont d'autres organismes gouvernementaux qui sont investis de ce pouvoir.

Divers intervenants se sont dits préoccupés par la question du tracé du pipeline et par celle des impacts possibles sur l'environnement de la construction et de l'exploitation du pipeline. L'Office rappelle que la partie III de la Loi sur L'ONE prévoit la possibilité de tenir une audience publique sur le tracé détaillé d'un pipeline et sur les impacts environnementaux de la construction et de l'exploitation, de ce pipeline avant que n'en débute la construction.

Chapitre 9
Autres questions

Conseil des Canadiens

Dans un mémoire remis à l'Office, le Conseil des Canadiens a tiré cinq conclusions de son examen de la question de la délivrance de licences d'exportation de gaz du delta:

- D'abord, le Conseil ne voit aucun besoin pressant exigeant l'approbation des demandes de licences aujourd'hui et il suggère donc de rejeter ces demandes parce qu'elles menacent la sécurité énergétique à long terme du Canada et notre développement industriel.

- Deuxièmement, il conclut que l'Accord de libre-échange permet au Canada de limiter l'exportation d'énergie, dans la mesure où sont respectées les dispositions existantes concernant la proportion de la production devant être exportée, et que la Loi sur l'ONE n'interdit pas à l'Office de gérer la délivrance de nouvelles licences d'exportation de manière que la proportion de la production exportée reste acceptable.

- Le Conseil recommande que l'on cesse d'entendre des demandes de licence d'exportation tant que l'on n'aura pas mûrement réfléchi à tous les aspects économiques à long terme de ces demandes et aux effets du développement sur l'environnement et la société, et tant que l'on n'aura pas pesé sérieusement les intérêts des collectivités du Nord.

- Les deux dernières conclusions du Conseil ont trait à la recommandation à l'effet que les exportations du Canada n'excèdent pas 40 % de sa production. À cet effet, le Conseil croit qu'il faut gérer les licences d'exportation de gaz des réserves conventionnelles de façon à ce que la proportion du gaz vendu aux États-Unis par le Canada n'excède par 40 % de la production canadienne; et

- qu'il faut qu'il soit précisé, dans les licences d'exportation de gaz des réserves des régions pionnières (delta du Mackenzie, mer de Beaufort, Îles Arctiques, champs de l'Atlantique, etc.), que la quantité de gaz exporté ne doit pas être supérieure à 40 % de la production, afin de s'assurer que les besoins énergétiques du Canada pourront être satisfaits même en situation d'urgence.

Le Conseil des Canadiens a déclaré craindre que la délivrance de nouvelles licences n'entraîne une augmentation de la proportion de gaz canadien exporté, ce qui, dans le cas où il faudrait procéder à un approvisionnement d'urgence en vertu de l'Accord de libre-échange, imposerait au Canada la lourde obligation de fournir du gaz au marché américain, à un moment où les Canadiens auraient peut-être besoin de réserves énergétiques sûres.

Selon le Conseil, la demande future en gaz naturel au Canada est probablement sous-estimée et, si cette demande devait être supérieure à ce qui est prévu par le personnel de l'Office dans le rapport de septembre 1988, il faudra réduire les exportations et exploiter de nouvelles réserves, si l'on se fonde sur les données du rapport sur les exportations et le niveau des réserves. Le Conseil a précisé qu'il s'agit là d'un exemple et non pas d'une prévision.

Le Conseil des Canadiens a fait remarquer que les choses se présentent beaucoup mieux pour le Canada, côté réserves de gaz, que pour les États-Unis, mais il a aussi constaté avec inquiétude que les réserves canadiennes découvertes s'appauvrissent rapidement et que la courbe des découvertes de réserves de gaz dans les régions non pionnières met en évidence une tendance continue à la baisse, sur une longue période.

C'est en se fondant sur ces observations relatives aux réserves en gaz et à la demande de gaz au Canada que le Conseil des Canadiens a conclu qu'il ne croit pas que le Canada soit au bord d'une crise en ce qui concerne les approvisionnements en gaz et que tous ces projets (d'exportation) pourraient bien avoir pour conséquence, à la fin, de rendre l'utilisation du gaz naturel du Canada plus difficile et plus couteuse pour les Canadiens mêmes.

Pour ce qui est du choix du moment de l'exploitation des ressources en gaz de l'Arctique, le Conseil ne s'est pas opposé à l'exportation de ces ressources, à la condition que les exportations ne dépassent pas 40 % de la production et que l'on réfléchisse mûrement aux impacts économiques, sociaux et environnementaux à long terme. Le Conseil des Canadiens était d'avis que c'est la tendance à la déréglementation dans le domaine de l'exportation d'énergie et l'Accord de libre-échange qui ont amené les demandeurs à présenter maintenant des licences d'exportation, étant donné que la politique énergétique canadienne peut changer dans un certain avenir et que le contexte peut devenir moins favorable aux exportations.

Opinion de l'Office

L'Office fait remarquer que le Conseil des Canadiens n'a pas prouvé que la délivrance de licences pour exporter du gaz du delta représenterait une menace pour la sécurité énergétique du Canada.

L'Office a étudié l'évaluation de l'incidence de l'exportation faite par les demandeurs et a conclu, comme eux, qu'il est peu probable que l'exportation de la quantité proposée de gaz rende difficile la satisfaction des besoins énergétiques des Canadiens. L'Office évalue régulièrement les réserves énergétiques du Canada et la demande en énergie des Canadiens; il peut donc conseiller le gouvernement s'il prévoit la survenance de circonstances justifiant l'imposition de restrictions au commerce.

L'office comprend les préoccupations du Conseil des Canadiens au sujet de l'impact de l'exploitation du gaz du delta sur l'environnement et la structure sociale du Nord, mais il fait remarquer que les demandes qui lui ont été soumises sont uniquement des demandes de licences d'exportation de gaz naturel, qui ne l'amèneront pas à se prononcer sur la mise en place d'installations pipelinières. Les questions propres à la région du Nord, comme celles du règlement des revendications territoriales des autochtones et des impacts sociaux et environnementaux de la construction d'un pipeline pour transporter le gaz naturel du Nord, sont traitées plus longuement dans le chapitre 8, où on trouvera des arguments semblables à ceux du Conseil des Canadiens, mais mis de l'avant par les Dénés, les Métis et d'autres habitants du Nord.

Le Conseil des Canadiens a émis l'avis que l'on éliminerait ou réduirait la menace qui pourrait peser sur la sécurité énergétique du Canada si on décidait de ne pas exporter plus de 40 % du gaz que l'on produit, mais il n'a pas donné les raisons pour lesquelles la limite devait être celle-là. Le Conseil n'a pas établi qu'il y a un lien particulier entre les besoins des Canadiens en gaz naturel, la sécurité énergétique du Canada et la

limitation des exportations à 40 % de la production. L'Office juge que l'imposition d'une restriction maintenant, au niveau suggéré, pourrait bien avoir pour effet de retarder l'approvisionnement en gaz du delta du Mackenzie du sud canadien et ne servirait pas le l'intérêt public.

Chapitre 10
Décision

L'article 118 de la Loi sur l'Office national de l'énergie prévoit que l'Office doit, pour délivrer une licence d'exportation de gaz, tenir compte de tous les facteurs qui lui semblent pertinents; il oblige aussi l'Office à s'assurer que la quantité de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent sur les besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard à l'orientation des découvertes.

L'Office se conforme aux exigences posées dans l'article susmentionné en utilisant sa méthode axée sur les conditions du marché. Il étudie les plaintes des utilisateurs canadiens en tenant compte de la situation du marché du gaz au Canada et examine l'évaluation de l'incidence de l'exportation. Pour déterminer comment les intérêts du public seraient le mieux servis, l'Office tient aussi compte de tous les autres facteurs pertinents; il se demande notamment s'il se peut que la réalisation du projet d'exportation présente plus d'avantages que d'inconvénients pour les Canadiens, il étudie la nature des réserves de gaz, il examine les dispositions prévues pour le transport du gaz et les accords de vente pour s'assurer que les demandes s'appuient sur une entente commerciale substantielle.

Les témoignages et les arguments des demandeurs et des autres intervenants, ainsi que les opinions de l'Office sur les divers facteurs dont il devait tenir compte, ont été traités en détail dans les chapitres précédents. Voici en bref quelles sont les principales constatations de l'Office.

L'évaluation par l'Office des réserves de gaz disponibles sur l'existence desquelles s'appuient les demandes de licence d'exportation est présentée dans le chapitre 2. L'Office pense que les demandeurs seraient capables d'atteindre les taux de production prévus et qu'ils disposent de réserves suffisantes pour exporter la quantité de gaz prévue.

L'Office pense, comme les demandeurs, qu'il est essentiel d'avoir accès aux marchés étrangers pour commencer les activités de développement devant aboutir à la commercialisation, à la fin des années 1990, du gaz des réserves du delta du Mackenzie. Les demandeurs n'ont pas encore conclu de contrats d'exportation aux modalités fermes, mais ils ont signé des ententes avec plusieurs acheteurs américains potentiels qui se sont montrés intéressés à acheter une partie du gaz prévue pour l'exportation. Ces acheteurs sont des importateurs établis de gaz naturel canadien; ils sont aussi des éléments importants du marché du gaz des États-Unis. L'Office est convaincu qu'il est raisonnable de penser que les acheteurs américains vont trouver les marchés requis pour vendre tout le gaz que prévoient exporter les demandeurs. Pour s'assurer que les ententes d'exportation définitives sont conformes au témoignage présenté lors de l'audience, l'Office poserait comme condition à la délivrance des licences que l'on soit tenu de soumettre les contrats d'exportation à son approbation avant que la quantité de gaz prévue dans les contrats puisse être exportée.

Les demandeurs et la majorité des autres parties qui sont intervenues lors de l'audience ont reconnu que, en l'absence de contrats d'exportation aux modalités précises, la méthode d'intervention en fonction des plaintes prévue par l'Office ne peut pas fonctionner. Les demandeurs ont fait savoir qu'ils accepteraient que les licences d'exportation soient assorties de conditions au sujet du dépôt, auprès de l'Office, des contrats d'exportation validés pour que les acheteurs canadiens puissent les examiner et déterminer s'il y aurait lieu de porter plainte. Cette proposition a été examinée lors de l'audience et aucune objection sérieuse n'a été soulevée par les intervenants. L'Office est persuadé que les objectifs de sa procédure relative aux plaintes pourraient être atteints si les licences renfermaient les conditions

décrites dans la section du chapitre 5 consacrée à l'opinion de l'Office. Ces conditions se rapportent à l'obligation de tenir les acheteurs canadiens potentiels au courant de la quantité de gaz du delta pouvant être mise en vente et de donner la possibilité à ces acheteurs d'acheter ce gaz à des conditions de prix et autres conditions semblables à celles qui auront été fixées pour le gaz exporté. Les contrats d'exportation devraient être soumis à l'approbation de l'Office, ce qui permettrait aux parties intéressées de formuler des plaintes, s'il y a lieu. Les parties seront censées agir conformément aux principes et procédures exposés dans le chapitre 5.

En ce qui a trait à l'évaluation de l'incidence de l'exportation, l'Office n'est pas nécessairement tout à fait d'accord avec la méthode utilisée par les demandeurs pour déterminer l'impact de l'exportation de gaz du delta du Mackenzie sur les prix, la demande et les réserves de gaz naturel; mais il pense comme eux que l'exportation de la quantité de gaz visée dans les demandes n'aura pas pour effet de rendre difficile pour les Canadiens la satisfaction de leurs futurs besoins énergétiques à des prix du marché raisonnables.

L'analyse avantages-coûts de l'Office montre que, dans la plupart des hypothèses raisonnables, les avantages nets tirés des exportations proposées seraient probablement supérieurs aux coûts.

Les demandes d'exportation soumises à l'Office soulèvent des questions d'intérêt public propres au Nord : revendication territoriale des Dénés et des Métis, avantages pour le Nord, fourniture de gaz dans le Nord, etc.

Les Dénés et les Métis demandent, pour éviter qu'on ne nuise à leur revendication territoriale, que l'on n'autorise pas la mise en place d'installations tant que la question de cette réclamation n'est pas réglée, soit en rejetant les demandes, soit en incluant une condition spéciale à cet effet dans les licences. L'Office comprend qu'il est important de régler la question des revendications territoriales des autochtones. Cependant, les demandes qu'il étudie actuellement doivent l'amener à autoriser ou non l'exportation de gaz naturel du delta du Mackenzie et non à approuver ou à interdire la mise en place d'installations pipelinières. Les témoignages qu'il a entendus ne l'ont pas convaincu que la délivrance des licences d'exportation demandées nuirait au règlement de la revendication des Dénés et des Métis. Le fait d'accorder des licences d'exportation ne signifie pas que l'on devra se mettre à l'étude de demandes de mise en place d'installations peu après, grevant ainsi les ressources des Dénés et des Métis; avant qu'une demande puisse être faite, un travail préparatoire considérable devra être effectué; il faudra entre autres discuter longuement avec les habitants du Nord. Après avoir pesé les facteurs pertinents, l'Office en est venu à la conclusion qu'il n'est nécessaire ni désirable de retarder sa décision ou d'inclure une condition spéciale dans les licences qu'il accorderait.

Au sujet des avantages que pourrait tirer la population du Nord de la réalisation du projet des demandeurs, l'Office est d'avis qu'il faudra bien planifier pour que le Nord soit en mesure de profiter au maximum de la situation. L'Office invite les demandeurs à commencer vers le début du projet à travailler avec les organismes gouvernementaux, les collectivités et les associations comme la Beaufort Mackenzie Development Impact Zone Society afin que chacune des parties intéressées reçoive toutes les informations nécessaires pendant le processus de conception et puisse par conséquent optimiser sa participation au projet. L'Office pense qu'il faudrait créer un programme intégré de formation de la main-d'oeuvre et d'emploi en prenant en considération l'ensemble des activités de développement exercées dans le Nord. L'Office estime qu'il ne conviendrait pas d'assujettir une licence d'exportation à l'obligation, par les demandeurs, de fournir des programmes de formation et de l'emploi.

Pour ce qui est de l'approvisionnement en gaz des collectivités du Nord, l'Office a déterminé qu'il serait difficile d'inclure dans les licences qu'il pourrait accorder une condition qui ne serait pas dénuée

de sens et qui imposerait aux demandeurs de fournir du gaz naturel aux habitants du Nord, parce qu'on ne connaît pas encore le tracé du pipeline ni la quantité de gaz requise pour approvisionner les marchés du Nord. De plus, une telle condition n'est pas nécessaire étant donné que les demandeurs ont promis de fournir du gaz aux résidents du Nord; l'Office prévoit que cette promesse sera tenue.

Sur la foi de ce qui précède, l'Office est convaincu que les exigences de l'article 118 de la Loi sur l'ONE ont été respectées et, par conséquent, il a décidé de délivrer aux demandeurs des licences leur permettant d'exporter la quantité de gaz stipulée dans leurs demandes, pour la période demandée. La présente décision ne peut entrer en vigueur avant l'approbation des licences par le gouverneur en conseil. On trouvera les modalités des licences dans l'annexe I.

J.R. Jenkins
Membre présidant

J.-G. Fredette
Membre

D.B. Smith
Membre

Annexe I

Conditions de la licence à délivrer à ESSO ressources canada limitée

1. La licence entrera en vigueur le 1er novembre 1996 et expirera le 31 octobre 2000, à moins que les exportations en vertu de la présente licence commencent le ou avant le 31 octobre 2000, auquel cas la licence sera prorogée d'une période de vingt ans à compter du 1er novembre de l'année à laquelle les exportations ont commencé.

2. La quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser 144 $10^9 m^3$ pendant la période d'application de la licence.

3. Esso avisera périodiquement les acheteurs canadiens éventuels qui ont déclaré leur intérêt à acheter du gaz de la région du delta du Mackenzie des quantités de gaz qu'il est possible d'acheter et, concurremment à la négociation des contrats d'exportation, Esso donnera à ces acheteurs canadiens éventuels la possibilité d'acheter du gaz de ladite région à des conditions semblables à celles auxquelles le gaz serait exporté, notamment en ce qui a trait au prix, sous réserve que ces acheteurs canadiens fassent montre de leur intention d'acheter ce gaz dans une période raisonnable après l'avis donné par Esso.

4. Esso doit déposer auprès de l'Office les contrats qu'elle a signés à l'égard des ventes de gaz liées à l'exportation et n'exportera de gaz qu'en vertu des contrats dûment approuvés par l'Office.

5. Lorsqu'elle dépose auprès de l'Office ses contrats à l'égard de ventes de gaz liées à l'exportation, Esso doit en aviser toutes les parties liées à l'audience et donner au sujet du dépôt de ces contrats tous les avis que l'Office jugera appropriés. Les parties intéressées pourront, dans les soixante jours suivant le dépôt des contrats ou durant toute autre période autorisée par l'Office, se plaindre de ne pas avoir pu acheter de gaz à des conditions semblables à celles auxquelles le gaz est exporté, notamment en ce qui a trait au prix.

6. Le gaz exporté en vertu de la présente licence doit être produit dans la région du delta du Mackenzie décrite dans la demande d'Esso.

Conditions de la licence à délivrer à Shell Canada Limitée

Les conditions de la licence à délivrer à Shell Canada Ressources Limitée sont identiques à celles de la licence délivrée à Esso, exception faite de la condition 2 qui se lira comme suit :

2. La quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser 25 $10^9 m^3$ pendant la période d'application de la licence.

Conditions de la licence à délivrer à Ressources Gulf Canada Limitée

Les conditions de la licence à délivrer à Ressources Gulf Canada Limitée sont identiques à celles de la licence délivrée à Esso, exception faite de la condition 2 qui se lira comme suit :

2. Le quantité de gaz exportable en vertu de la présente licence ne doit pas dépasser 91 $10^9 m^3$ pendant la période d'application de la licence.

Tableau A-1 en annexe

Comparaison des estimations de la capacité de production de Esso

$10^6 m^3 (10^9 pi^3)$

année	Esso[1]		ONE	
1997	7 198	(254)	7 198	(254)
1998	7 198	(254)	7 198	(254)
1999	7 198	(254)	7 198	(254)
2000	7 198	(254)	7 198	(254)
2001	7 198	(254)	7 198	(254)
2002	7 198	(254)	6 992	(247)
2003	7 198	(254)	6 164	(218)
2004	7 198	(254)	6 994	(247)
2005	7 198	(254)	7 198	(254)
2006	7 198	(254)	7 198	(254)
2007	7 198	(254)	7 198	(254)
2008	7 198	(254)	7 198	(254)
2009	7 198	(254)	7 198	(254)
2010	7 198	(254)	7 198	(254)
2011	7 198	(254)	7 198	(254)
2012	7 198	(254)	7 198	(254)
2013	6 088	(215)	6 548	(253)
2014	4 840	(171)	6 548	(231)
2015	4 157	(147)	4 736	(167)
2016	3 522	(124)	2 945	(104)

1 Comprend le gaz utilisé comme combustible et les pertes liés au traitement et aux gazoducs.

Tableau A-2 en annexe

Comparaison des estimations de la capacité de production de Gulf

$10^6 m^3 (10^9 pi^3)$

année	Gulf[1]		ONE	
1997	4 120	(145)	4 120	(145)
1998	4 120	(145)	4 120	(145)
1999	4 120	(145)	4 032	(142)
2000	4 120	(145)	3 638	(128)
2001	4 120	(145)	3 290	(116)
2002	4 120	(145)	2 980	(105)
2003	4 120	(145)	2 699	(95)
2004	4 120	(145)	4 120	(145)
2005	4 120	(145)	4 120	(145)
2006	4 120	(145)	3 992	(141)
2007	4 120	(145)	3 740	(132)
2008	4 120	(145)	3 454	(122)
2009	4 120	(145)	3 208	(113)
2010	4 120	(145)	2 977	(105)
2011	4 120	(145)	4 120	(145)
2012	4 120	(145)	3 866	(136)
2013	4 120	(145)	3 332	(118)
2014	4 120	(145)	2 662	(94)
2015	4 120	(145)	2 226	(79)
2016	4 120	(145)	2 064	(73)

1 Vente de gaz l'entrée des installations.

Tableau A-3 en annexe

Comparaison des estimations de la capacité de production de Shell

$10^6 m^3 (10^9 pi^3)$

année	Shell[1]		ONE[2]	
1997	1 301	(46)	1 301	(46)
1998	1 301	(46)	1 289	(46)
1999	1 301	(46)	1 255	(44)
2000	1 301	(46)	1 249	(44)
2001	1 301	(46)	1 178	(42)
2002	1 301	(46)	1 090	(38)
2003	1 301	(46)	1 013	(36)
2004	1 301	(46)	947	(33)
2005	1 301	(46)	881	(31)
2006	1 301	(46)	827	(29)
2007	1 301	(46)	779	(27)
2008	1 301	(46)	735	(26)
2009	1 301	(46)	688	(24)
2010	1 239	(44)	841	(30)
2011	1 126	(40)	740	(26)
2012	1 033	(36)	673	(24)
2013	929	(33)	623	(22)
2014	847	(30)	582	(21)
2015	775	(27)	543	(19)
2016	713	(25)	510	(18)

1 Prévision de Shell pour le champ Niglingak seulement.
2 La prévision de l'ONE comprend aussi le champ Kumak.